

# IDENTIFICACIÓN DE COLAPSOS DE TENSIÓN MEDIANTE EL USO DE UNIDADES DE MEDIDA FASORIAL

JOHN FREDY BEDOYA VILLAMIL  
C.C 1088240869

[johfrebedoya@utp.edu.co](mailto:johfrebedoya@utp.edu.co)

DIRIGIDO POR.  
PhD Oscar Gómez Carmona.



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y  
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN.  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.  
PEREIRA  
JUNIO 2016

IDENTIFICACIÓN DE COLAPSOS DE TENSIÓN MEDIANTE EL USO DE  
UNIDADES DE MEDIDA FASORIAL

JOHN FREDY BEDOYA VILLAMIL  
C.C 1088240869

Ficha técnica para optar el título  
de ingeniero en electricidad

DIRIGIDO POR.  
PhD Oscar Gómez Carmona.

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, FÍSICA Y  
CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN.  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.  
PEREIRA  
JULIO 2016

## **AGRADECIMIENTOS**

A DIOS por haberme permitido vivir y colmarme de tan gratas experiencias, sin la ayuda de él no habría sido posible culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres, por su valiosa colaboración, apoyo moral y demás para no desfallecer en los momentos difíciles que he vivido.

Al doctor Oscar Gómez Carmona, quien quiso dirigir mi proyecto de investigación para poder alcanzar este logro, dándome un voto de confianza.

Al doctor Antonio Hernando Escobar Zuluaga por asesorarme en muchos ámbitos para poder seguir adelante en la ingeniería.

Al doctor Ramón Gallego por permitirme asistir al curso de análisis de los sistemas de potencia y seguir el recorrido para alcanzar una experiencia invaluable en el campo de la estabilidad.

A mis compañeros y amigos por el valor y la fuerza para que este proyecto pudiera ejecutarse.

## TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS .....	7
INTRODUCCIÓN .....	8
OBJETIVOS .....	10
1. CAPITULO 1: ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA .....	11
1.1 Definición de un sistema de potencia. ....	11
1.2 Elementos de un sistema de potencia. ....	11
1.2.1 Sistema de generación.....	11
1.2.2 Transmisión.....	13
1.2.3 Sistema de subtransmisión .....	13
1.2.4 Distribución.....	13
1.3 Definición de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia. ....	15
1.3.1 Repaso histórico de los problemas de estabilidad. ....	18
2. CAPITULO 2: TIPOS DE ESTABILIDAD .....	22
2.1 CLASIFICACION DE ESTABILIDAD .....	22
2.1.1 Estabilidad en el ángulo del rotor .....	23
2.1.2 Estabilidad de Frecuencia .....	27
3. CAPITULO 3: ESTABILIDAD DE TENSIÓN .....	31
3.1 Clasificación de casos posibles: .....	31
3.1.1 Perturbaciones rápidas .....	31
3.1.2 Perturbaciones lentas (variación de carga). ....	31
3.2 Estabilidad de voltaje a gran perturbación .....	33
3.3 Estabilidad de voltaje a pequeña perturbación .....	33
3.3.1 Estabilidad de voltaje en periodo corto.....	34
3.3.2 Estabilidad de voltaje en periodo largo.....	34
3.4 Descripción de casos reales de colapso de tensión .....	34
3.4.1 Francia, Diciembre 1978 .....	34
3.4.2 Bretaña (Francia), Enero 1987 .....	35
3.4.3 Suecia, Diciembre 1983 .....	35
3.4.4 Japón, Julio 1987 .....	36
3.5 Principales factores que influyen el colapso de tensión .....	36

3.6	Métodos para determinar el colapso de tensión en sistemas de potencia.....	37
3.6.1	Método del punto de colapso .....	37
3.6.2	Método de continuación .....	38
3.7	INDICES Y MARGENES DE ESTABILIDAD DE TENSION.....	39
4.	CAPITULO 4: MONITOREO EN TIEMPO REAL .....	40
4.1	Unidades de medición fasorial.....	40
4.1.1	Reseña histórica.....	43
4.1.2	Sincronización de medidas fasoriales .....	45
4.1.3	Aplicaciones en la estabilidad .....	45
4.2	Simulación del sistema de 68 nodos de IEEE .....	46
4.3	Metodología para determinar la inestabilidad en el sistema de 68 nodos50	
4.3.1	Método de Prony .....	50
4.4	Implementación de la metodología en el sistema de 68 nodos.....	51
5.	APENDICES.....	54
5.1	APENDICE A .....	54
5.1.1	Información del sistema de potencia de 68 nodos .....	54
6.	CONCLUSIONES.....	56
7.	Bibliografía .....	57

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Sistema eléctrico de potencia. ....	11
Figura 1.2: Esquema de un sistema típico de distribución.....	14
Figura 1.3: Representación de un sistema de potencia.....	15
2.1: Diagrama de clasificación de los sistemas de potencia .....	22
2.3:Circuito equivalente.....	24
2.4: Relación potencia-ángulo .....	24
Figura 3.1: Método de la continuación .....	39
Figura 4.1: Estructura básica de una unidad PMU .....	40
Figura 4.2: Esquema general de un sistema de medición fasorial centralizado .....	41
Figura 4.3: Función principal del concentrador de datos. ....	42

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 4-1: Valores de amplitud, frecuencia y energía para las figuras 4.8 y 4.9..... 52

Tabla 4-2: Amortiguamiento para las figuras 4.8 y 4.9 del sistema de 68 nodos..... 53

Tabla 5-1: Datos de los generadores ..... 54

Tabla 5-2: Datos de la carga ..... 55

## INTRODUCCIÓN

La estabilidad en los sistemas de potencia ha sido reconocida como un problema importante para la operación segura del sistema desde los años 20 [1] (Steinmetz, "Power Control and Stability of Electric Generating Stations", AIEE Trans, vol XXXIX, Part II, pp 1215-1287, July 1920), [2] (Factors A. S., 1926)

Históricamente, la mayoría de los problemas de estabilidad se presentan en la estabilidad transitoria. Esta además ha sido el centro de atención de las industrias.

Como las interconexiones en los sistemas de potencia han aumentado continuamente, también lo han hecho el uso de nuevas tecnologías y el control de los mismos. Además, el aumento de la operación en condiciones extremas, ha hecho que aparezcan diferentes formas de inestabilidad en el sistema. Por ejemplo, la estabilidad de voltaje, la estabilidad de frecuencia y las oscilaciones Interarea, las cuales han llegado a ser de mayor preocupación que en el pasado.

La estabilidad de tensión ha sido una de las mayores preocupaciones para la operación segura del sistema, desde que estos juegan un papel importante en muchos de los apagones que han ocurrido en el mundo, causando grandes pérdidas económicas y poniendo en riesgo la vida de personas y de la producción industrial. (En el capítulo 3 de este proyecto se mencionan algunos colapsos de tensión que han ocurrido a nivel mundial).

La primera vez que se enfrentó un problema severo de estabilidad fue en los años sesenta en una interconexión entre las zonas oriental y occidental de los Estados Unidos.

En este sistema aparecieron oscilaciones de baja frecuencia, las cuales lograron aislar las áreas y producir un apagón. Debido a las consecuencias ocasionadas por las fallas en las redes, derivadas de la inestabilidad de los sistemas de potencia, se despertó el interés de las empresas del sector eléctrico, ingenieros, usuarios y entes de regulación de los sistemas en el problema de la estabilidad.

La atención despertada, impulsó el desarrollo de nuevo software, equipos para pruebas a los sistemas de potencia, relés de protección, compensaciones de línea, sistemas de control y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), con el fin de estudiar y minimizar los efectos de la inestabilidad en los sistemas de potencia. En los años 60 y 70 el uso de los PSS fue difundido, al final de



los años 70 fue desarrollado el PSS de potencia acelerante en la Hidroeléctrica de Ontario (Canadá).

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo general**

Desarrollar una metodología para la identificación de colapsos de tensión utilizando unidades de medida fasorial.

### **Objetivos específicos**

- ❖ Estudiar el estado del arte en metodologías de detección de colapsos de tensión.
- ❖ Revisar las aplicaciones de las PMUs en el análisis de estabilidad de voltaje.
- ❖ Realizar simulaciones dinámicas para el análisis de las señales de voltaje ante diferentes perturbaciones.
- ❖ Proponer una metodología para identificar la probabilidad de un colapso de tensión en tiempo real.
- ❖ Validar la metodología propuesta en diferentes sistemas de prueba.

## 1. CAPITULO 1: ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA

Para comprender el concepto de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, primero se debe definir que es un sistema de potencia y cuáles son los elementos que lo conforman. [1]

### 1.1 Definición de un sistema de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de la generación, la transmisión y la distribución cuyo objetivo es abastecer la demanda de energía eléctrica presente en él, manteniendo los niveles de seguridad y confiabilidad. Los sistemas de potencia son estructuras complejas y extensas, que debido a múltiples factores (estratégicos, económicos, etc.) no operan de manera aislada, sino que por el contrario, se encuentran relacionados entre sí, constituyendo lo que se denomina un Sistema Interconectado (Power-Pool).

La figura 1.2 se presenta el conjunto de elementos que conforman un sistema de potencia.

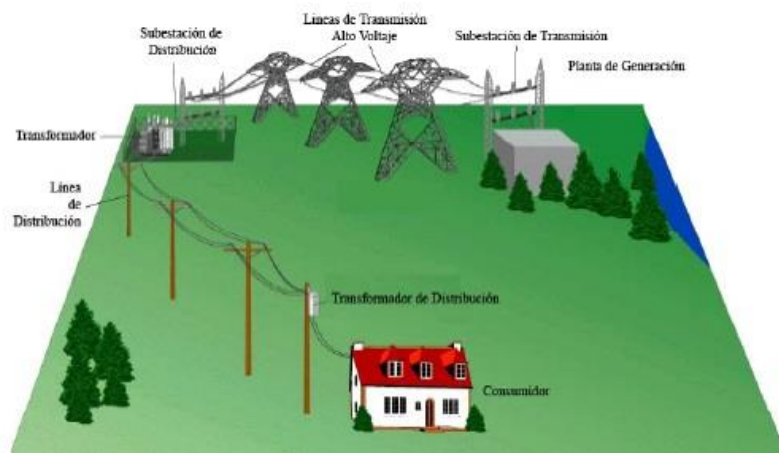


Figura 1.1: Sistema eléctrico de potencia.

### 1.2 Elementos de un sistema de potencia.

Los elementos básicos que constituyen un sistema de potencia se pueden agrupar en cuatro grandes grupos de acuerdo a la función que desempeñan:

#### 1.2.1 Sistema de generación

Es la parte del sistema de potencia que se encarga de transformar cualquier tipo de energía primaria en energía eléctrica. El conjunto de unidades generadoras reciben el nombre de centrales o plantas de generación. El tipo

de central de generación y su ubicación depende de las condiciones físicas de la fuente primaria de utilización. La selección del tipo de central de generación eléctrica se realiza por criterios técnicos y económicos, siendo estos últimos lo de mayor importancia. Según el tipo de servicio que hayan de prestar las centrales eléctricas, estas se pueden clasificar en:

#### **1.2.1.1 Central de base o centrales principales**

Destinadas a suministrar la mayor parte de la energía en forma continua; son de gran potencia y utilizan generalmente como máquinas motrices las turbinas hidráulicas de gas o de vapor.

#### **1.2.1.2 Centrales pico**

Exclusivamente proyectadas para cubrir las demandas de energía eléctrica en las horas pico, en dichas horas se ponen en funcionamiento y trabajan en paralelo con la central principal.

#### **1.2.1.3 Centrales de reserva**

Tienen por objeto sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas de base en casos de escasez de agua o avería de algún elemento del sistema eléctrico.

#### **1.2.1.4 Centrales de Socorro o Emergencia**

Tiene igual cometido que las centrales de reserva, pero las instalaciones del conjunto de aparatos y máquinas son móviles y pueden desplazarse al lugar donde sean necesarios sus servicios; además son de pequeña potencia.

#### **1.2.1.5 Centrales de acumulación o de bombeo**

Son siempre hidroeléctricas. Se aprovecha el sobrante de potencia en una central hidroeléctrica en las horas de baja demanda, para elevar el agua de un río mediante bombas centrífugas accionadas por los alternadores de la central.

#### **1.2.1.6 Tipos de generación**

Existe una gran diversidad de métodos para generar energía eléctrica, de acuerdo a la forma de energía primaria a transformar se pueden distinguir los tipos siguientes:

- ❖ Generación Térmica.

- ❖ Generación Hidráulica.
- ❖ Generación Nuclear.
- ❖ Generación Mareomotriz.
- ❖ Generación Solar.
- ❖ Generación Geotérmica.
- ❖ Generación Eólica.
- ❖ Generación Magneto Hidrodinámica (MHD).
- ❖ Generación por Biomasas.

### **1.2.2 Transmisión**

Su misión es la de transportar la energía eléctrica desde los centros de generación a las diferentes subestaciones eléctricas, por medio de líneas de transmisión, con el fin de interconectar las diferentes centrales y/o diferentes sistemas de potencia. Las líneas de transmisión son los elementos más extensos del sistema de potencia y poseen un gran número de ventajas:

- ❖ Permite producir energía en forma más económica.
- ❖ Se logra disminuir la capacidad de reserva y reserva rodante.
- ❖ Las líneas de transmisión permiten mejorar la confiabilidad del sistema.
- ❖ Cuando se duplica el voltaje de una línea de transmisión se cuadruplica la potencia, por eso cada vez las tensiones de operación son mayores.

### **1.2.3 Sistema de subtransmisión**

Posee características muy similares del sistema de distribución, pero manejan mayor potencia (5 – 50 MVA) y se diferencian en que alimentan a un cierto número de subestaciones de distribución, los niveles de voltaje utilizados pueden ser: 69kV, 34.5KV, y 24kV. También se diferencia del sistema de transmisión, debido a que éste no realiza interconexiones entre sistemas de potencia o centrales de generación.

### **1.2.4 Distribución**

Esta parte del sistema de potencia está compuesto de líneas y dispositivos para distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios. La distribución de energía

eléctrica comprende las técnicas y sistemas empleados para la conducción de la energía eléctrica desde las subestaciones reductoras hasta los usuarios dentro del área de consumo. El sistema de distribución es la última etapa del sistema de potencia antes de llegar a los consumidores.

Dentro del sistema de distribución se distinguen dos grandes niveles bien diferenciados:

- ❖ Sistema de distribución primaria.
- ❖ Sistema de distribución secundario.

#### 1.2.4.1 Sistema de distribución primaria

Tiene su origen a la salida de las subestaciones reductoras, las cuales transforman grandes niveles de tensión que vienen del sistema de transmisión en tensiones para los denominados alimentadores primarios. La finalidad de los alimentadores primarios es llevar la energía eléctrica a los transformadores de distribución. En este nivel de tensión, pueden ser alimentados ciertos consumidores especiales como industrias y otros.

Los circuitos de distribución primarios se caracterizan porque están conectados a un solo punto o subestación de distribución. (Sistemas radiales) y es muy poco visto solo en casos especiales la conexión a más de una subestación (Sistema en anillo múltiple).

Los niveles de potencia manejados en este sistema son modestos, así por ejemplo, para 13.8 kV la capacidad de transporte no supera los 5 MVA.

La siguiente figura ilustra la estructura física de un sistema de distribución típico.

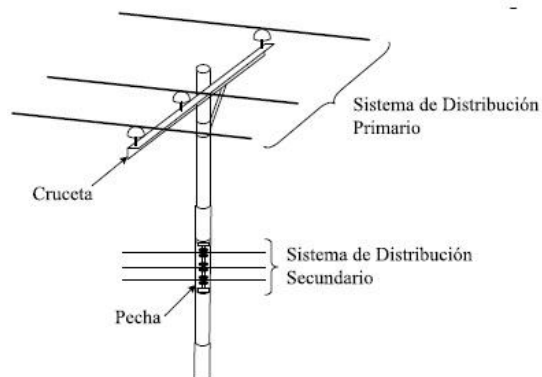


Figura 1.2: Esquema de un sistema típico de distribución

#### 1.2.4.2 Sistema de distribución secundaria

Corresponde a los niveles de potencia y tensión más bajos del sistema y se encuentran más cerca del consumidor promedio. Los transformadores de distribución reducen el voltaje primario al voltaje secundario o de utilización y por último, la energía se distribuye a través de los circuitos secundarios hasta las acometidas individuales.

De acuerdo a su configuración, los sistemas de distribución pueden ser:

- ❖ Radial: Muy económico y utilizado en sitios rurales y de baja carga.
- ❖ Lazo o anillo: se usa en cargas medias, con mediana confiabilidad.
- ❖ Networks secundario: Especialmente se utiliza para grandes cargas, requiere mayor inversión y es caro.

### 1.3 Definición de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia.

*La estabilidad en un sistema eléctrico de potencia podría ser generalmente definida, como la habilidad de dicho sistema para permanecer en un estado de operación equilibrado, bajo operaciones de condición normal y recuperar un estado aceptable de equilibrio después de ser sujeto a una perturbación.<sup>1</sup>*

Puede ser modelada como un problema de equilibrio entre dos fuerzas que se oponen, donde una de estas fuerzas es llamada la generación presente en el sistema, mientras que la otra recibe el nombre de demanda o carga que éste posee. La diferencia que resulta entre estas fuerzas, se define como la estabilidad del sistema.

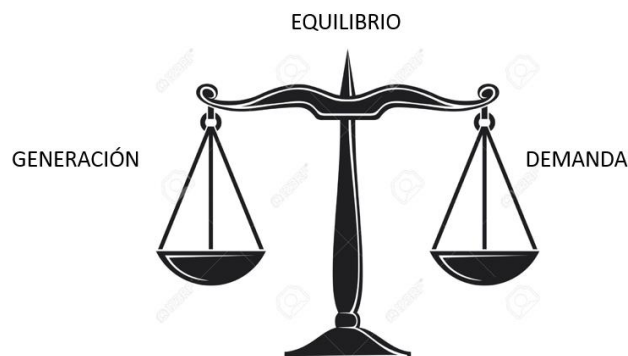


Figura 1.3: Representación de un sistema de potencia

---

<sup>1</sup> Definición de estabilidad en sistemas de potencia en el libro de Prahba Kundur, pág.17

La anterior definición implica, que el sistema es capaz por sí mismo de sobrevivir ante las diferentes perturbaciones que puedan aparecer en el sistema. Estas perturbaciones pueden ser:

#### Planeadas

- ❖ Mantenimiento de los elementos del sistema.

#### No planeadas

- ❖ Por fuerza mayor. (Cambio en la demanda, racionamiento, fenómeno del niño).
- ❖ Evento en el sistema (cortocircuitos).
- ❖ Atentados terroristas.
- ❖ Catástrofes. (terremotos, deslizamientos, entre otros)

El sistema de potencia es altamente no lineal, opera con cambios constantes en sus elementos. Además el sistema está sujeto a un amplio rango de perturbaciones, que pueden ser pequeñas, grandes o ambas.

Las pequeñas perturbaciones ocurren continuamente en la forma de pequeños cambios de carga; por lo tanto, el sistema debe ser capaz de ajustarse a las condiciones cambiantes y operar satisfactoriamente. También debe ser capaz de sobrevivir a las grandes perturbaciones.

Si después de una perturbación el sistema de potencia es estable, tal sistema alcanzará un nuevo estado de equilibrio preservando su integridad, con prácticamente todos los generadores y cargas conectadas a través del sistema de transmisión contiguo. Algunos generadores y cargas pueden ser desconectados para el aislamiento de elementos que fallaron o que fueron desconectados intencionalmente para preservar la continuidad de la operación de la mayor parte del sistema. Para algunas perturbaciones severas, se puede controladamente partir el sistema en dos o más islas para preservar la mayor cantidad posible de generación y carga.

El comienzo de los problemas de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia iniciaron cuando los generadores de corriente alterna se accionaban por medio de máquinas de vapor reciprocas. Las oscilaciones derivadas de la velocidad o las vibraciones debidas a las variaciones periódicas en el par causaban problemas de operación en los generadores. Las variaciones periódicas en voltaje y frecuencia resultantes, se transmitían a los motores



conectados en la red causando oscilaciones en estos, las cuales a su vez, hacían que en ocasiones se perdiera completamente el sincronismo entre ellos cuando su frecuencia natural de oscilación coincidía con la frecuencia de oscilación originada por las máquinas de accionamiento de los generadores. Actualmente el uso de turbinas ha reducido el problema de oscilaciones, sin embargo, mantener el sincronismo entre las diversas partes del sistema de potencia se ha dificultado en la medida en que los sistemas y las interconexiones entre ellos crecen. [2]

En la evaluación de la estabilidad, el interés radica en el comportamiento del sistema cuando es sometido a una perturbación. Dicha perturbación puede ser pequeña o grande y el sistema de potencia debe ser capaz de operar bajo esa perturbación y entregar satisfactoriamente la potencia demandada.

En la década de 1920 se intentó solucionar los problemas de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia. Anteriormente se creía que:

- ❖ La máquina era una fuente de tensión inalterable.
- ❖ La carga podía ser modelada como una impedancia constante.
- ❖ El problema de la estabilidad se centraba exclusivamente en las líneas de transmisión.

Debido a los experimentos realizados con modelos a escala y el avance en la teoría de los sistemas de potencia, se logró establecer que la configuración de éste y de todos los equipos asociados a él, influyen en la estabilidad del mismo.

Los elementos asociados a un SEP son:

- ❖ Generadores
- ❖ Sistemas de excitación
- ❖ Gobernadores
- ❖ Líneas de transmisión
- ❖ Cargas
- ❖ Relés de protección
- ❖ Entre otros

La primera vez que se enfrentó un problema severo de estabilidad fue en los años sesenta en una interconexión entre las zonas oriental y occidental de los Estados Unidos, en este sistema aparecieron oscilaciones de baja frecuencia, las cuales lograron aislar las áreas y producir un apagón. Debido a las

consecuencias ocasionadas por las fallas en las redes, derivadas de la inestabilidad de los sistemas de potencia, se despertó el interés de las empresas del sector eléctrico, ingenieros, usuarios y entes de regulación de los sistemas en el problema de la estabilidad. La atención despertada, impulsó el desarrollo de nuevos software, equipos para pruebas al sistema de potencia, relés de protección, compensaciones de línea, sistemas de control y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), con el fin de estudiar y minimizar los efectos de la inestabilidad en los sistemas de potencia. En los años 60 y 70 el uso de los PSS fue difundido, al final de los años 70 fue desarrollado el PSS de potencia acelerante en la Hidroeléctrica de Ontario (Canadá).

A pesar que la estabilidad de un SEP comprende un solo problema, tratarlo como tal, conduce a un planteamiento intratable debido a la complejidad y dimensiones del modelo resultante. Por esta razón, es de gran utilidad realizar ciertas simplificaciones, las cuales permitirán reducir la magnitud del problema captando en detalle sólo los factores que influyen significativamente en el caso de estudio, además, de optar por técnicas de análisis convenientes que reúnan las características necesarias para los fines que se persiguen. Consecuentemente surgen áreas de estudio específicas en el campo de la estabilidad de los SEPs, y con ello la necesidad de establecer sectores definidos para su análisis.

### **1.3.1 Repaso histórico de los problemas de estabilidad.**

La estabilidad en sistemas de potencia es una materia compleja que los ingenieros han modificado a lo largo de los años. Un repaso de esta historia se usa para una mejor comprensión de los problemas de estabilidad que se presentan hoy.

La estabilidad en sistemas de potencia fue reconocida como un verdadero problema de importancia en 1920 [3]. Los resultados de las primeras observaciones en el laboratorio de un pequeño sistema de potencia fueron reportadas en 1924 [4]. La primera medición de estabilidad en un sistema de potencia real se produjo en 1925. [5, 6].

Los primeros problemas de estabilidad en sistemas de potencia fueron asociados con las estaciones de generación hidroeléctrica remota, las cuales proveían de energía eléctrica a ciudades que se encontraban a grandes distancias por medio de líneas de transmisión. Por razones económicas, cada sistema fue operado prácticamente en sus límites de estabilidad en estado estacionario, pero frecuentemente ocurrían corto circuitos y otro tipo de perturbaciones en ellos [7]. Los problemas de la estabilidad fueron grandemente influenciados por el impacto del sistema de transmisión,

produciéndose la inestabilidad debido a la insuficiente sincronización del torque. El tiempo de clarificación de fallas era lento, siendo en el orden de 0.5 a 2 segundos o más largos.

Los métodos y modelos de análisis usados fueron desarrollados en el arte de la computación y la teoría de la estabilidad de sistemas dinámicos. Las reglas de cálculo y calculadoras mecánicas también fueron utilizadas; por tanto, los modelos y métodos de análisis tuvieron que ser sencillos. Adicionalmente, las técnicas gráficas tales como el criterio de áreas iguales y los diagramas de círculo fueron desarrollados. Tales técnicas fueron adecuadas para el análisis del sistema simple que podría ser tratado efectivamente, como un sistema de dos máquinas. La estabilidad transitoria y de estado estacionario fue tratada separadamente. Lo primero fue relacionar la pendiente y el pico de la curva potencia-ángulo. Se aseguraba que la amortiguación era positiva.

Debido a las mejoras hechas al sistema de potencia, además de encontrarse que las interconexiones entre sistemas independientes podrían ser económicamente atractivas, aumentó la complejidad de la estabilidad en los sistemas de potencia. Los sistemas ya no podrían ser más tratados como un sistema de dos máquinas.

Un paso significativo hacia el mejoramiento de los cálculos de la estabilidad fueron desarrollados en 1930 por el analizador de la red (o la tabla de cálculo ac). Un analizador de red es esencialmente un modelo escalado de un sistema de potencia ac con resistencias ajustables, reactores y capacitores para representar las redes de transmisión y las cargas, fuentes de voltaje las cuales las magnitudes y ángulos pueden ser ajustadas para representar generadores y medidores para medir voltajes, corrientes y potencia en cualquier parte de la red. Estos desarrollos permitieron analizar los flujos de carga en sistemas multimáquinas; sin embargo, la ecuación de movimiento o ecuación de balance todavía tiene que ser resuelta por medio de la integración numérica por pasos.

El trabajo teórico se llevó a cabo en 1920 y a comienzo de 1930 fue puesto a disposición para el conocimiento básico del fenómeno de la estabilidad del sistema de potencia en la industria. El principal desarrollo y conocimiento de la estabilidad en el sistema de potencia surgió como un resultado del estudio de la transmisión a grandes distancias más que como una extensión de la teoría de la máquina sincrónica. El énfasis de este fenómeno era sobre la red; los generadores fueron tratados como simples fuentes de voltaje, con unas reactancias síncronas ajustadas. Las cargas fueron consideradas como impedancias constantes. Esto fue una práctica que necesitó herramientas computacionales disponibles durante este periodo para la solución de las ecuaciones algebraicas, pero no de las ecuaciones diferenciales.

Las mejoras al sistema de potencia se produjeron por medio del rápido esclarecimiento de las fallas en el mismo y la actuación continua de los reguladores de voltaje con banda no muerta. Los beneficios de un sistema de excitación con un alto grado de respuesta para incrementar la estabilidad en estado estacionario fue reconocida en los inicios de 1920; sin embargo, inicialmente esta región de “estabilidad dinámica” no era recomendada para la operación normal pero era tratada como un margen para determinar los límites operativos. [11]

A principios de 1950, los cálculos de la electrónica análoga fueron utilizados para el análisis de problemas especiales que requerían modelamientos detallados de la máquina sincrónica, sistemas de excitación y gobernador de velocidad. Cada simulación se adecuó para un estudio detallado de los efectos de las características del equipo más que todo el comportamiento de los sistemas multimáquinas. En ese periodo también se vio el desarrollo de cálculos digitales; el primer programa de cálculo para el análisis de la estabilidad en sistemas de potencia se desarrolló alrededor de 1956. El modelo usado en este programa de simulación era similar a esos estudios de los analizadores de las redes. Se reconoció prontamente que los programas de cálculo para este tipo de análisis podrían permitir las mejoras sobre los métodos de analizadores de red en ambos el tamaño de la red que podría ser simulada y el modelo de características de equipo dinámico. Ellos podrían proveer el significado ideal para los estudios de los problemas de estabilidad asociados con el crecimiento en interconexiones entre los sistemas de potencia antes de separarlos.

En los años 60, la mayoría de los sistemas de potencia en los Estados Unidos y Canadá fueron unidos como parte de uno de dos grandes sistemas interconectados, uno en el éste y el otro en el occidente.

En el presente, los sistemas de potencia en los Estados Unidos y Canadá forman virtualmente un gran sistema. Mientras que las interconexiones resultan en operaciones económicas e incrementan la confiabilidad a través de la asistencia mutua, además se produce el aumento de la complejidad en los problemas de estabilidad y aumentan las consecuencias de la inestabilidad. [12]

Gran parte de la industria se interesa en lo relacionado a la estabilidad desde que en 1960 se conoció la estabilidad transitoria. Los sistemas de potencia son diseñados y operados con criterios de estabilidad. Como una consecuencia, la herramienta principal para el análisis de estabilidad en el diseño y operación de los sistemas de potencia ha sido el programa de la estabilidad transitoria. Se han desarrollado muchos programas, con las facilidades para representar grandes sistemas y modelos de equipos

detallados. Este ha sido ampliamente facilitado por desarrollados en métodos numéricos y tecnología de cálculo digital.

Por medio de los métodos numéricos han sido desarrollados modelos y mediciones particularmente para máquinas síncronas, sistemas de excitación y cargas. Adicionalmente, se han logrado mejoras significativas en la respuesta de la estabilidad transitoria de sistemas de potencia a través del uso de la respuesta rápida para el esclarecimiento de las fallas.

Una fuente del problema de la inestabilidad oscilatoria ha sido la formación del sistema, como una consecuencia del crecimiento in las interconexiones entre los mismos, de grandes grupos de máquinas acopladas conectadas por enlaces débiles. Con grandes transferencias de potencia, tales sistemas exponen modos de oscilación Interarea de baja frecuencia. En muchas situaciones, la estabilidad de esos modos ha llegado a ser una fuente de preocupación.

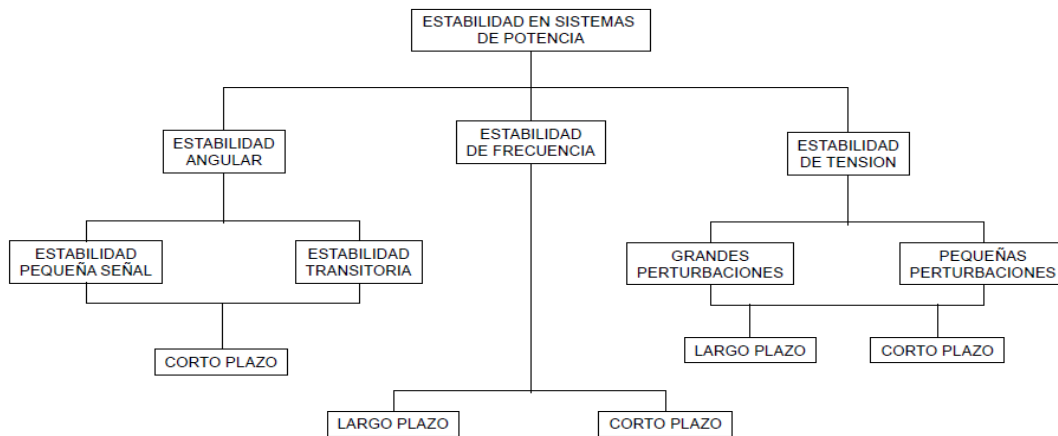
Las tendencias presentes en el planeamiento y la operación de los sistemas de potencia han resultado en nuevas clases de problemas de estabilidad. Condiciones regulatorias y financieras han causado utilidades eléctricas para la construcción de sistemas de potencia con menos redundancia y operar los sistemas cerca de los límites de la estabilidad en estado transitorio. Las interconexiones continúan en crecimiento con el uso de las nuevas tecnologías tales como la transmisión HVDC multiterminal. El uso más extensivo ha sido el de los capacitores en paralelo (shunt). La composición y características de las cargas están cambiando. Estas tendencias han contribuido a cambios significantes en las características dinámicas de sistemas de potencia moderno.

Los modos de inestabilidad están llegando a ser cada vez más complejos y requieren una consideración comprensiva de varios de los aspectos de estabilidad del sistema. En particular, la inestabilidad de voltaje y baja frecuencia de las oscilaciones Interarea han llegado a ser más fuentes de gran preocupación que en el pasado. Se han realizado Investigaciones y desarrollos en los últimos años para tener una visión mejor en los aspectos físicos de los nuevos problemas de estabilidad y desarrollar herramientas analíticas y mejores para el diseño del sistema.

## 2. CAPITULO 2: TIPOS DE ESTABILIDAD

La necesidad de clasificar la estabilidad se justifica dado que un sistema de potencia típico es un proceso multivariable de orden superior, cuya respuesta dinámica está influenciada por una amplia diversidad de dispositivos con diferentes características.

La clasificación de estabilidad en sistemas de potencia se basa en:



2.1: Diagrama de clasificación de los sistemas de potencia

Para garantizar la estabilidad de un sistema eléctrico en la planeación se realizan diferentes estudios en cada caso y se utilizan de una forma complementaria para dar solución al problema de estabilidad del sistema. En este capítulo se proporciona las bases sistemáticas para la clasificación de estabilidad en los sistemas de potencia.

### 2.1 CLASIFICACION DE ESTABILIDAD

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas oponiéndose. Dependiendo de la topología de la red, las condiciones de operación y la forma de perturbación, los diferentes conjuntos de fuerzas que se oponen pueden experimentar un desbalance sostenido llevando a diferentes formas de inestabilidad. [2]

Las varias formas de inestabilidad a que un sistema de potencia puede someterse pueden no ser entendida propiamente y efectivamente tratada, por la alta dimensión y complejidad del problema de estabilidad. Por lo tanto, la clasificación dentro de categorías apropiadas es esencial para un análisis práctico y la posterior búsqueda de herramientas de formulación y solución.

La clasificación de estabilidad en sistemas de potencia está basada en:

La naturaleza física del resultante modo de inestabilidad, como es indicado por el sistema principal de variables, la cual puede ser observada:

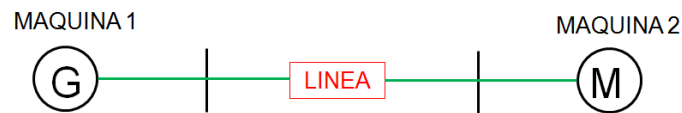
### **2.1.1 Estabilidad en el ángulo del rotor**

Se refiere a la habilidad de la máquina sincrónica de un sistema de potencia interconectado para mantenerse en sincronismo después de ser sujeto a una perturbación y depende en la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el par magnético y el par mecánico de cada máquina sincrónica en el sistema. La inestabilidad se presenta en la forma de aumento de cambios angulares de algunos generadores llevándolos a la pérdida de sincronismo con otros generadores [1,8].

Bajo condiciones de estado estacionario, hay un equilibrio en el eje de la máquina entre la energía de entrada que es el par mecánico y la de salida que es el par electromagnético en cada generador, con la velocidad constante. Si el sistema es perturbado, este equilibrio se altera, resultando en aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas según las leyes de movimiento de un cuerpo en rotación. Si por ejemplo, un generador temporalmente corre más rápido que otro, la posición angular relativa de este rotor avanzara con respecto al de la máquina más lenta. La resultante diferencia angular transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la máquina más rápida. Dependiendo en la relación potencia-ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular. Más allá de cierto límite dado por la relación potencia-ángulo, un incremento en la separación angular está acompañada por una reducción en la transferencia de potencia tal que la separación angular se incrementa más. La inestabilidad resulta si el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias de velocidad del rotor.

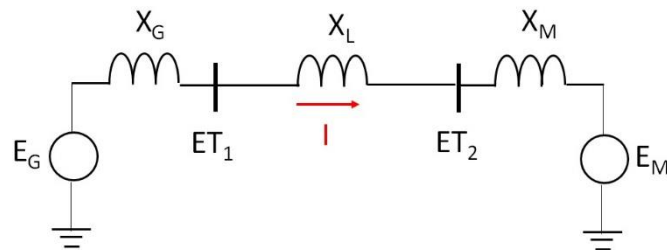
Una característica importante mencionada antes es la relación potencia-ángulo, que muestra el comportamiento del intercambio de potencia y la posición angular de los rotores de las máquinas sincrónicas. Para ilustrar como ejemplo se considera el análisis de estado estacionario del sistema de la figura 2.2. En esta se observa un generador entregando potencia a una carga por medio de una línea de transmisión, la carga es un motor sincrónico. Se desprecian las resistencias y los efectos capacitivos de la red, la reactancia inductiva de la línea es  $X_L$ ,  $X_G$  y  $X_M$  son las reactancias sincrónicas y  $E_G$ ,  $E_M$  son los voltajes de excitación del generador y el motor respectivamente. La potencia transferida del generador al motor es una función de la separación angular  $\delta$  entre los rotores de las dos máquinas. Esta separación se debe a

tres componentes: el ángulo interno del generador  $\delta_G$  (separación angular entre el rotor del generador que lleva el campo giratorio y el estator); diferencia angular entre voltaje en terminales de las dos máquinas (separación angular que hay entre el campo del estator del generador y la del motor); y el ángulo interno del motor  $\delta_M$  (separación angular entre el rotor y el campo giratorio en el estator del motor). Del circuito equivalente de la figura 2.2, se resuelve para obtener la corriente y luego para la potencia y se obtiene la función de la potencia en términos de los parámetros del sistema como se muestra en la ecuación 2.1



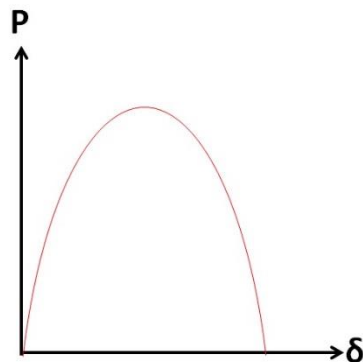
2.2: diagrama del sistema

El circuito equivalente la figura 2.1.1a es el siguiente:



2.3: Circuito equivalente

La relación potencia ángulo del circuito equivalente se presenta en la figura 2.4



2.4: Relación potencia-ángulo

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin(\delta) \quad (2.1)$$



Donde:

$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad (2.2)$$

La relación potencia-ángulo correspondiente se muestra en la figura 2.3. El modelo usado es un poco idealizado para la representación de la máquina sincrónica, la potencia varía sinusoidalmente con el ángulo, esta relación es altamente no lineal. Con un modelo más aproximado de la máquina incluyendo los efectos del regulador automático de voltaje, la relación podría variar significativamente de la forma sinusoidal; Sin embargo la forma general podría ser similar. De la curva potencia-ángulo se observa que para un ángulo de cero no hay una transferencia de potencia y a medida que el ángulo aumenta, la potencia transmitida también lo hace hasta un valor máximo, en cuyo caso el ángulo es de  $90^\circ$ , un incremento más allá de este límite resulta en una disminución en la transferencia de potencia. Entonces en estado estacionario hay un máximo de potencia que puede ser transmitida entre dos máquinas. Cuando hay más de dos máquinas el desplazamiento angular relativo afecta el intercambio de potencia de manera similar. Sin embargo los valores límites de la transferencia de potencia y de separación angular son una función compleja de generación y distribución de carga, entonces una separación angular de  $90^\circ$  entre dos máquinas no tiene algún significado en particular.

En una situación dada, la estabilidad del sistema depende de si las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores resultan en un par restaurador suficiente. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas, manteniendo el sincronismo dentro de cada grupo separando unas de otras.

El cambio en el par electromagnético de una máquina sincrónica siguiente a una perturbación, se puede dividir en dos componentes:

- ❖ Par de sincronización, en fase con el ángulo de desviación del rotor.
- ❖ Par de amortiguamiento, en fase con la velocidad de desviación.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambas componentes del par para cada una de las máquinas sincrónicas en el sistema. Y por lo tanto, la inestabilidad puede resultar de dos formas:

- ❖ Incremento en el ángulo del rotor de un modo no oscilatorio, debido a la carencia de suficiente par de sincronización.
- ❖ Incremento en amplitud de la oscilación del rotor, debido a la carencia del suficiente par de amortiguamiento.

Por conveniencia en el análisis y para obtener una visión útil con respecto a la naturaleza del problema de estabilidad, es práctico distinguir la estabilidad en el ángulo del rotor en términos de las siguientes dos subcategorías:

#### **2.1.1.1 Estabilidad en el ángulo del rotor a pequeña perturbación (small signal stability)**

Se refiere a la habilidad del sistema de potencia a mantener sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Para propósito de análisis, las perturbaciones se consideran lo suficientemente pequeñas como para permitir el lineado del sistema de ecuaciones que describen el sistema en torno a condiciones de operación en régimen permanente y luego utilizar algún criterio de estabilidad de sistemas lineales. Por ello se relaciona el concepto de perturbación pequeña con el de linealidad.[3],[5]

En los sistemas de potencia contemporáneos, el problema de estabilidad en el ángulo del rotor se asocia principalmente con el insuficiente amortiguamiento de las oscilaciones. Por otro lado el problema de inestabilidad no oscilatoria se elimina en gran medida por el uso de reguladores de voltaje actuando continuamente en el generador, sin embargo este problema aún puede presentarse cuando el generador opera con excitación constante y es sujeto a la acción de limitadores de excitación (limitadores de corriente de campo).

La naturaleza del problema de estabilidad puede ser local o global. El problema local solo compromete a parte del sistema y usualmente son asociadas con las oscilaciones del ángulo del rotor de una sola planta generadora contra el resto del sistema de potencia. Tales oscilaciones son llamadas modo de oscilaciones planta local, y la amortiguación de estas oscilaciones depende del sistema de transmisión visto desde la planta, del sistema de control de la excitación, y la potencia entregada por la planta. El problema global es causado por la interacción entre grandes grupos de generadores y produce efectos generalizados. Ellos involucran oscilaciones de un grupo de generadores en un área balanceada contra un grupo de generadores en otra área. Tales oscilaciones son llamadas modo de oscilaciones inter-área. Sus características son complejas y significativamente diferentes de las oscilaciones en modo de planta local. Las características de la carga en particular tienen mayor efecto en la estabilidad de modos inter-área. Otros tipos de problemas que se han experimentado en esta categoría son los modos torsional y de control. Las oscilaciones modo torsional son asociadas con las componentes rotacionales del sistema turbina-generador. La inestabilidad puede ser causada por la interacción con controles de excitación, gobernadores de velocidad, controles HVDC, y líneas de

capacitancias de compensación en serie. Las oscilaciones modo de control son asociadas con las unidades generadoras y otros controles. Las causas de la inestabilidad en este modo es la mala sintonización de los excitadores, los gobernadores de velocidad, los convertidores HVDC y los compensadores de var estáticos. El periodo de tiempo de interés en el estudio de estabilidad en pequeña perturbación es del orden de 10 a 20 segundos siguiente a la perturbación.

#### **2.1.1.2 Estabilidad en el ángulo del rotor a gran perturbación o estabilidad transitoria**

Se refiere a la habilidad del sistema de potencia a mantener sincronismo cuando es sujeto a una perturbación severa, como un cortocircuito en una línea de transmisión. La respuesta del sistema involucra grandes excursiones del ángulo del rotor en los generadores y es influenciado por la relación no lineal potencia-ángulo. La estabilidad transitoria depende del estado de operación inicial del sistema y la magnitud de la perturbación. La inestabilidad se presenta usualmente en la forma de separación angular no oscilatoria debido al insuficiente par de sincronización, manifestando así la llamada primera oscilación inestable. La inestabilidad transitoria puede presentarse también como resultado de la superposición de un modo de oscilación inter-área lenta y un modo de oscilación planta local, causando una gran excursión del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación. Lo anterior puede ocurrir como resultado de efectos no lineales que inciden sobre un modo simple causando inestabilidad más allá de la primera oscilación. El periodo de tiempo de interés en el estudio de estabilidad transitoria es usualmente de 3 a 5 segundos siguientes a la perturbación. Se puede extender de 10 a 20 segundos para sistemas muy grandes con oscilaciones inter-área dominantes. Estabilidad en el ángulo del rotor a pequeña perturbación así como estabilidad transitoria se categoriza como un fenómeno a periodo corto (short term).[6],[7]

#### **2.1.2 Estabilidad de Frecuencia**

Se refiere a la habilidad de un sistema de potencia para mantener constante la frecuencia luego de una gran alteración del sistema, como resultado de un desbalance entre la potencia generada y la potencia entregada a la carga. Y la estabilidad depende de mantener o restaurar el equilibrio con una mínima perdida de carga no programada. La inestabilidad se presenta en la forma de una sostenida oscilación en frecuencia llevando a la perdida de unidades generadoras y/o cargas.

La alteración severa del sistema resulta en una gran excursión de frecuencia, flujo de potencia y otras variables del sistema, invocando así la acción de

procesos, controles y protecciones que no son modelados en un estudio convencional de estabilidad transitoria o estabilidad de voltaje. Estos procesos pueden ser muy lentos como la dinámica de una caldera, o solamente desencadenar extremas condiciones del sistema como disparos de protecciones voltios/Hertz<sup>2</sup> en generadores. En sistemas de potencia interconectados este tipo de situación se asocia con las condiciones siguientes a una división del sistema en islas, la estabilidad en este caso depende en que cada isla alcanzara un estado de operación en equilibrio con una mínima pérdida de carga no programada. El problema de estabilidad de frecuencia es asociado con la respuesta inadecuada del equipo, pobre coordinación de control y protección del equipo, o una insuficiente reserva de generación. Durante la excursión de frecuencia, las características de los tiempos de los procesos y dispositivos que son activados, son del rango de fracciones de segundos o de varios minutos. En los primeros el tiempo corresponde a la respuesta de dispositivos como: Desconexión de cargas a baja frecuencia, controles de generadores, y protecciones. En los segundos se refiere al tiempo de respuesta de dispositivos como: Los sistemas de la fuente de energía del primo motor y reguladores de voltaje de carga. Por lo tanto la estabilidad de frecuencia es un fenómeno que puede ser de periodo corto o de periodo largo. Un ejemplo de inestabilidad de frecuencia de periodo corto es la formación de una isla con baja generación con una insuficiente desconexión de carga en baja frecuencia, de tal manera que decae rápidamente causando apagones de la isla en pocos segundos. Otro ejemplo de inestabilidad de frecuencia es la causada por el exceso de velocidad de la turbina de vapor, o protección y control de la caldera-reactor son fenómenos de periodo largo con periodos de tiempo de interés desde decenas de segundos hasta varios minutos.

Durante las variaciones de frecuencia la magnitud del voltaje puede cambiar significativamente, especialmente para islas en condición de baja frecuencia que desconectan cargas y por lo tanto aligeran el sistema. Entonces los cambios en la magnitud de las tensiones pueden ser porcentualmente mayores que los cambios en la frecuencia afectando así el desbalance carga-generación. El alto voltaje producido podría causar desconexión de generadores por el mal diseño o pérdida de coordinación de relés de excitación (relés voltios/Hertz). Por otro lado el bajo voltaje puede causar una mal operación de relés de impedancia.

En un sistema de potencia, la frecuencia es una medida del balance de MW de generación y MW de carga. Cuando MW de generación y MW de carga están en balance exacto, la frecuencia se encuentra en 60Hz. Cuando la carga excede la generación la frecuencia disminuye. La razón del descenso depende de la inercia de los generadores dentro del sistema. En el momento en el cual

---

<sup>2</sup> Protegen al generador de daños causados por un excesivo flujo magnético como resultado de una baja frecuencia y/o sobretensión. Ya que produce un sobrecalentamiento y esto podría dañar el núcleo de generador[1]

el ángulo de fase de voltaje entre generadores remotos y generadores locales llega a ser muy grande, puede ocurrir inestabilidad en el ángulo de fase. En muchos casos, este evento ocurre en conjunto con el escenario de colapso de voltaje [7 de leo y olga]. Para estudios de este tipo de estabilidad existen dos clasificaciones:

- ❖ Estabilidad de frecuencia a corto plazo.
- ❖ Estabilidad de frecuencia a largo plazo.

#### ***2.1.2.1 Estabilidad de frecuencia a corto plazo.***

Este tipo de estabilidad también se conoce como inestabilidad transitoria. La inestabilidad en el ángulo de fase de voltaje o estabilidad de frecuencia ocurre debido al lento despeje de fallas en el sistema de transmisión cercanas a la planta de generación, que al no ser superadas lo suficientemente rápido pueden producir un desbalance prolongado entre la salida mecánica y eléctrica del generador, de esta forma los generadores necesitan estar protegidos de los daños que pueden resultar cuando la protección en los sistemas de transmisión es muy lenta para operar, de esta afirmación se concluye que es muy importante la protección de pérdida de sincronismo en el generador para evitar daños en la máquina. Mientras mas grande es el generador, más corto es el tiempo para manejar la máquina inestable por una falla en el sistema. Ante una falla el voltaje en el generador disminuye casi hasta cero, por lo que tan sólo una cantidad pequeña de potencia activa se pueden transferir al sistema, el regulador de tensión del generador detecta la disminución en el voltaje e incrementa la corriente de campo para aumentar el voltaje durante la falla.

Mientras ocurre el corto circuito, la potencia mecánica de la turbina del generador permanece sin cambio, el desbalance resultante entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica manifiesta por si sólo el aceleramiento del generador, aumentando su ángulo de fase de voltaje con respecto al ángulo de fase del sistema. [7 de leo y olga]

#### ***2.1.2.2 Estabilidad de frecuencia a largo plazo.***

Este tipo de estabilidad también es conocida como inestabilidad de estado-estable, ocurre cuando hay muy pocas líneas de transmisión para transportar energía desde la fuente de generación hasta el centro de carga local. La pérdida de líneas de transmisión dentro del centro de carga puede resultar en un colapso de voltaje, pero esto puede también resultar en una inestabilidad de ángulo de estado-estable.

Cuando el ángulo de fase de voltaje entre la generación local y remota se incrementa más allá de  $90^\circ$ , la potencia que puede ser transmitida se reduce y el sistema llega a ser inestable y usualmente se separa en islas.

### 3. CAPITULO 3: ESTABILIDAD DE TENSIÓN

Se refiere a la habilidad de mantener constantes los voltajes en todos los buses en el sistema después de ser sujeto a una perturbación desde una condición inicial de operación. Ello depende de la habilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la demanda y la potencia entregada por el sistema. La inestabilidad puede ocurrir en la forma de una progresiva caída o subida de voltaje en algunos buses. Un posible resultado de la inestabilidad de voltaje es la pérdida de carga en un área o pérdida de líneas de transmisión y otros elementos por sus sistemas de protección, llevando a cortes en cascada. Pudiendo ocasionar pérdida de sincronismo de algunos generadores o de condiciones de operación que violan los límites de corriente de campo.

#### 3.1 Clasificación de casos posibles:

##### 3.1.1 Perturbaciones rápidas

Este tipo de perturbaciones, se estudian por medio del análisis de estabilidad transitoria clásico (simulación en el tiempo para resolver el sistema de ecuaciones algebraico-diferenciales que modela al sistema de potencia).

##### 3.1.2 Perturbaciones lentas (variación de carga).

Se pueden estudiar ya sea a través de:

**Métodos estáticos:** (resolución del sistema de ecuaciones algebraicas que modelan el sistema de potencia en régimen).

**Métodos dinámicos:** simulaciones con tiempos de simulación que pueden ser más largos que los de la estabilidad transitoria (minutos), se hace necesario incorporar dinámicas “lentas”: cambiadores de tomas bajo carga, controles termostáticos, controles de calentamiento de generadores, etc.

La principal ventaja de estos métodos es que son más precisos y se utilizan ampliamente en la simulación “post-mortem” de incidentes reales. [9]

La operación estable en bajo voltaje puede continuar después de que los transformadores cambiadores de taps son llevados hasta sus límites, con desconexión controlada o no de algunas cargas. Las restantes cargas tienden a ser sensibles con el voltaje y la demanda no logra recibir tensión dentro de los rangos de operación. La fuerza que lleva a la inestabilidad de voltaje son usualmente las cargas; en respuesta a una perturbación, la potencia consumida por las cargas tienden a restaurarse por la acción del ajuste del

deslizamiento de los motores, los reguladores de voltaje que actúan sobre algunas máquinas, los transformadores cambiadores de taps, y termostatos.

La restauración de las cargas incrementan el estrés en la red de alto voltaje por el incremento de potencia reactiva y causando más reducción del voltaje. Una situación deteriorada causada por la inestabilidad de voltaje ocurre cuando las cargas dinámicas intentan restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y los generadores conectados.

Un factor mayor que contribuye a la inestabilidad de voltaje es la caída de voltaje que ocurre por el flujo de potencia activa y reactiva a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión. Esto limita la capacidad de la red de transmisión para la transferencia de potencia y soporte de tensión. Y son aún más limitados cuando algunos de los generadores golpean su campo, es decir que sobrepasa los límites de tiempo de capacidad de sobrecarga en la corriente de armadura. La estabilidad de voltaje es amenazada cuando una perturbación incrementa la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sostenible de la fuente de potencia reactiva disponible.

Otra forma de inestabilidad de voltaje es la sobretensión inestable. Y se asocia con la incapacidad de la generación combinada y el sistema de transmisión para operar por debajo de algunos niveles de carga. Este es causado por el comportamiento del efecto capacitivo de la red (EHV líneas de transmisión operando con impedancia de carga muy reducida) así como por una sobreexcitación de generadores y/o compensadores sincrónicos para prevenirlos de absorber el exceso de potencia reactiva. En el intento por restaurar la potencia de carga, los transformadores cambiadores de taps, causan la inestabilidad a periodo largo.

El problema de estabilidad de voltaje también se experimenta en las terminales de HVDC usado para enlaces de larga distancia o aplicaciones consecutivas, y se asocian con enlaces HVDC conectados a un sistema CA débil y puede ocurrir en estaciones inversoras o rectificadoras, y son asociados con una desfavorable característica de potencia reactiva cargada de los convertidores. Si la carga resultante en la transmisión CA supera su capacidad, la inestabilidad de voltaje sucede. Este fenómeno es relativamente rápido y con el lapso de tiempo de interés del orden de un segundo o menos. [15]

El problema de estabilidad de voltaje se presenta también por una incontrolable sobretensión y es causada por la autoexcitación de las máquinas sincrónicas. Dicho problema puede surgir si la capacitancia de carga de una máquina sincrónica es demasiado grande, ejemplos de cargas capacitivas que pueden iniciar una autoexcitación son líneas de alto voltaje abiertas, capacitores en derivación, y bancos de filtros de estaciones HVDC. El sobre voltaje aparece cuando la carga del generador cambia a capacitiva y se



caracteriza por un aumento instantáneo en el instante de cambio seguido por un aumento gradual. Esto último depende de la relación entre la componente de la carga capacitiva y las reactancias de la maquina junto con el sistema de excitación de la maquina sincrónica. Una capacidad negativa de corriente de campo del excitador es una característica de influencia positiva en los límites de autoexcitación.

La estabilidad de voltaje se puede dividir en las siguientes categorías:

### **3.2 Estabilidad de voltaje a gran perturbación**

Se refiere a la habilidad del sistema a mantener continuos los voltajes después de una gran perturbación como fallas en el sistema, pérdida de generación o contingencia en el circuito. Dicha habilidad está determinada por el sistema y las características de la carga, así como la interacción del control continuo y discreto, y las protecciones. La determinación de la estabilidad de voltaje a una gran perturbación requiere la examinación de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante un periodo suficiente para capturar el rendimiento y la interacción de los dispositivos como motores, transformadores, cambiadores de taps bajo carga, y generadores con limitadores de corriente de campo. El periodo de interés en el estudio se extiende de pocos segundos a decenas de minutos [1, 8].

### **3.3 Estabilidad de voltaje a pequeña perturbación**

Se refiere a la habilidad del sistema para mantener continuo los voltajes cuando sea sujeto a una pequeña perturbación, como cambios incrementados en el sistema de carga. Esta forma de estabilidad es influenciada en un instante de tiempo dado por: La característica de la carga, y el control que se pueda ejercer en el sistema. Este concepto es útil en la determinación en cualquier instante de como las tensiones en el sistema responderán a pequeños cambios en el sistema. Con apropiadas suposiciones el sistema de ecuaciones puede ser lineado para análisis permitiéndonos así el cómputo de información valiosa y sensible, y que es útil en la identificación de factores que influyen la estabilidad. Sin embargo el lineado no tiene en cuenta efectos no lineales como controles de cambiadores de taps (banda muerta, pasos de taps discretos y tiempo de retraso). Por esta razón se hace de forma complementaria un análisis no lineal.

El periodo de tiempo de interés para problemas de estabilidad de voltaje varía de pocos segundos a decenas de minutos. Por lo tanto la estabilidad de voltaje puede ser un fenómeno de periodo corto o de periodo largo.

### **3.3.1 Estabilidad de voltaje en periodo corto**

Involucra componentes de carga con dinámicas de actuación rápida como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente, y convertidores HVDC. El periodo de estudio de interés es del orden de varios segundos, y la solución requiere del análisis de un apropiado sistema de ecuaciones diferenciales; en este análisis en modelado dinámico de las cargas es esencial, y los cortos circuitos cerca a las cargas es de mucha importancia.

### **3.3.2 Estabilidad de voltaje en periodo largo**

Involucra equipo de actuación lenta como transformadores cambiadores de taps, cargas controladas termostáticamente, y generadores con limitadores de corriente. El periodo de estudio de interés se puede extender de varios a muchos minutos. La simulación en periodo largo se requiere para evaluar el rendimiento dinámico del sistema. La estabilidad está determinada por la salida de servicio del equipo más que por la magnitud de la perturbación inicial, y la inestabilidad se debe a la pérdida de equilibrio en un periodo largo (cuando las cargas intentan restaurar su potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada). La perturbación puede ser un aumento sostenido de la carga como por ejemplo el incremento de carga en las horas de la mañana.

En muchos casos el análisis estático se usa para estimar el margen de estabilidad, identificando factores que influyen la estabilidad. Y mostrar la amplitud de rango de posibles condiciones del sistema y los posibles escenarios. En los casos en los que la coordinación de las acciones de control sea importante, se debería complementar con una simulación en el dominio del tiempo en estado cuasi estacionario.

## **3.4 Descripción de casos reales de colapso de tensión**

### **3.4.1 Francia, Diciembre 1978**

Un descenso de temperatura no previsto provoca un importante incremento de carga (4600 MW en 1 hora) principalmente en la zona de París, que sobrecarga todo el sistema de 400 kV debido a la necesidad de traer potencia desde zonas alejadas del Este del país, y provoca tensiones bajas en toda la red.

Se intenta solucionar el problema bloqueando los automatismos de los reguladores bajo carga de transformadores de primario 400 kV, que habitualmente mantienen la tensión en valores constantes en la red de 230 kV.

No se consigue controlar totalmente el descenso de tensión, y comienzan a operar protecciones de sobrecarga en diversas líneas del sistema.

El resultado final es la salida de servicio de buena parte de la red, el funcionamiento “en isla” de los subsistemas que sobreviven y el peor apagón de Francia en la postguerra.

El fenómeno total se desarrolla durante algo más de una hora, y un intento desafortunado de energización (trayendo potencia esta vez desde el Oeste del país) provoca un segundo gran colapso.

#### **3.4.2 Bretaña (Francia), Enero 1987**

Se produce la falla intempestiva de tres unidades generadoras en la central de Cordennais. Trece segundos después el último generador de la central sale de servicio a causa del excesivo calentamiento del rotor provocado por el intento de mantener el suministro de potencia reactiva a la red. Esta última falta inicia un fenómeno de colapso de tensiones en la zona.

Dado que la frecuencia no varió significativamente (a causa, seguramente, de que el balance de potencia activa se mantuvo, pero a costa de transportar potencia desde generadores lejanos hasta la zona en falta), no actuaron los relés de desenganche de carga por subfrecuencia.

El colapso se controla varios minutos después a costa del desenganche manual de cargas.

#### **3.4.3 Suecia, Diciembre 1983**

El problema se inicia con una falta en una estación 400/220 kV que alimenta la zona de Estocolmo, y que “arrastra” la salida de servicio de 2 de las 7 líneas 400 kV que alimentan Estocolmo desde las centrales hidráulicas del Norte.

Las 5 líneas de 400 kV restantes se sobrecargan, pero el sistema sobrevive hasta que los automatismos de los cambiadores bajo carga de los transformadores en la zona de Estocolmo comienzan a tratar de restituir la tensión en las cargas. Esto provoca un aumento en la potencia de carga que esta vez no es soportado por las líneas de 400 kV, que son disparadas por relés de sobrecarga o relés de distancia (que “ven” el aumento de corriente y disminución de tensión como si fueran cortocircuitos en las líneas). La zona de

Estocolmo queda aislada, y el déficit de generación no puede ser resuelto por los esquemas de desenganche de carga por subfrecuencia, provocándose un apagón total en esa zona por algo así como 1 hora.

La duración total desde la falta inicial hasta el colapso es del orden de 1 minuto.

#### **3.4.4 Japón, Julio 1987**

Se produce un aumento de demanda muy por encima de lo previsto en un día inusualmente caluroso.

Pese a que se entran en servicio todos los bancos de condensadores disponibles, la tensión comienza a decrecer, y en aproximadamente 10 minutos (con tensiones del orden de 0.75 pu) la actuación de relés (probablemente relés de distancia, por un motivo similar al explicado en el caso sueco) provoca la salida de servicio de 3 estaciones 500 kV, y un apagón importante en la zona de Tokio.

Se cree que la característica potencia-tensión de la carga (aparatos de aire acondicionado, con característica de potencia casi constante) fue un factor decisivo en el colapso.

Estos incidentes descritos tienen algunas características comunes:

- ❖ Las perturbaciones que los provocan pueden ser importantes (salidas de líneas, generadores, etc.) o no (aumentos progresivos de carga)
- ❖ Se mantiene por un cierto tiempo el suministro de las cargas sin variaciones relevantes de frecuencia
- ❖ Son fenómenos lentos, por lo que tienen tiempo de actuar los automatismos lentos de control de tensión.
- ❖ Se terminan produciendo caídas de tensión más allá de lo esperado
- ❖ El despeje final de los incidentes lo realizan relés convencionales ( $Z<$ ,  $I>$ , etc.)

### **3.5 Principales factores que influyen el colapso de tensión**

- ❖ Carga excesiva en el sistema

- ❖ Balance de potencia reactiva (demanda excesiva, caída de reactiva excesiva en líneas de transporte, generación insuficiente)
- ❖ Variación de la carga con la tensión. Observar que la ley de variación de la carga con la tensión puede cambiar con el tiempo (ejemplo: motores de inducción que se frenan por baja tensión)
- ❖ Acción de cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores (si restituyen la tensión del lado de la carga, pueden contribuir a aumentar la carga, de acuerdo con la ley de variación potencia-tensión) y otros controles lentos (termostatos, relés de calentamiento, etc.) en períodos de baja tensión.(es un caso particular de “variación de carga con la tensión”)
- ❖ Desempeño de equipos de compensación de reactiva (condensadores, compensadores síncronos, etc.) cuando la tensión baja en el sistema.

### **3.6 Métodos para determinar el colapso de tensión en sistemas de potencia.**

Cuando el sistema llega al colapso, el flujo de carga deja de tener solución.

Por lo tanto: es posible calcular aproximadamente el estado de colapso corriendo flujos de cargas sucesivos al ir variando algún parámetro del sistema, hasta que el flujo deja de tener solución.

La detección del colapso de esta forma es computacionalmente costosa y no muy precisa, dado que, precisamente, los flujos de carga habitualmente necesitan que el jacobiano del sistema sea invertible para poder buscar la solución por Newton Raphson. Por lo tanto: los programas de flujos de carga comerciales dejan de converger “un poco antes” del estado de colapso, a causa de que el jacobiano del sistema se hace “casi” singular.

#### **3.6.1 Método del punto de colapso**

Consiste en resolver el sistema de ecuaciones algebraicas del sistema con un nuevo parámetro ( $\lambda$ )

Por lo tanto, se debe resolver en  $(x, y, \lambda)$  el siguiente sistema de ecuaciones:

$$f(x, y, \lambda)=0$$

$$g(x, y, \lambda)=0$$

$$J(x, y, \lambda)v=0, ||v||=1 \text{ (} v \text{ es vector propio de } J \text{ en el punto de bifurcación)}$$

Este sistema se puede resolver por métodos clásicos (Newton-Raphson, por ejemplo). La principal desventaja de este método es que no se puede tener en cuenta en forma sencilla los límites a los que pueden llegar algunos elementos del sistema (límites de generación de reactiva de máquinas, límites de conmutadores bajo carga que regulan tensión automáticamente, etc.) al aumentar el parámetro  $\lambda$  (observar que al llegar a uno de esos límites el sistema de ecuaciones  $f=0, g=0$  cambia: si se trata de un límite de generación de reactiva, por ejemplo, la barra PV de la máquina cambia por barra PQ )

### 3.6.2 Método de continuación

A fin de tener en cuenta la restricción anterior, el método de continuación va resolviendo paso a paso la ecuación de puntos de equilibrio:

$$f=0$$

$$g=0$$

A medida que el parámetro  $\lambda$  va aumentando en “steps” discretos (puede verse como un “conjunto de flujos de carga sucesivos” al variar el parámetro de carga). En cada paso, se verifica si no se han violado límites, reformulando el sistema de ecuaciones de ser necesario, efectos de seguir avanzando (se dice que se va “recorriendo la curva P-V” paso a paso).

El método se describe gráficamente en la figura 3.1:

$$\text{Si } z=(x, y),$$

Se va “dibujando” paso a paso en el plano  $(z, \lambda)$  la curva de puntos de equilibrio del sistema a medida que varía  $\lambda$ , hasta detectar el punto de colapso ( $P_oC$  en la figura 3.1).

La forma de describir esta curva paso a paso es la que se ve en la figura 3.1:

A partir de un punto de equilibrio dado, se traza la tangente a la curva. Una primera aproximación a la curva (si el paso de cálculo es suficientemente pequeño) es la propia tangente; y un cálculo de más precisión se obtiene encontrando un nuevo punto de la curva sobre la perpendicular a la tangente.

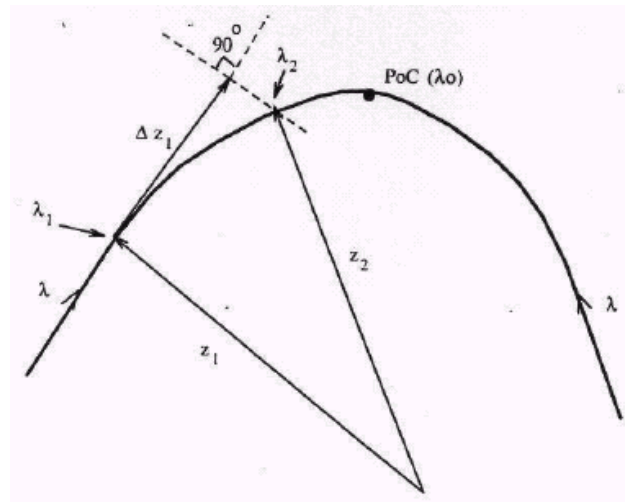


Figura 3.1: Método de la continuación

### 3.7 INDICES Y MARGENES DE ESTABILIDAD DE TENSION

Tanto en la planificación de la red como en su operación es importante tener una idea cuantitativa de qué “tan lejos” está el sistema de sufrir un colapso de tensión.

Los indicadores de cercanía al punto de colapso se denominan “índices” cuando son parámetros matemáticos sin una clara interpretación física (por ejemplo: el módulo de un valor propio).

También se puede tener un indicador de “márgenes” si son una magnitud física (por ejemplo: cantidad de potencia activa)

Cabe destacar que la magnitud de la tensión en las barras del sistema no es un buen indicador: la tensión se puede mantener “bastante bien” hasta muy cerca del colapso (hay una muy alta alinealidad entre las tensiones y el aumento de carga cerca del colapso)

## 4. CAPITULO 4: MONITOREO EN TIEMPO REAL

### 4.1 Unidades de medición fasorial

Las unidades de medición fasorial (PMU) son un recurso tecnológico que faculta con gran precisión la observación del estado dinámico del sistema eléctrico de potencia. Los avances tecnológicos y las investigaciones en este campo, permiten mediante las PMU la obtención de fasores de tensiones y corrientes de forma sincronizada.

Los cálculos se actualizan treinta veces por segundo y se envían a un ordenador central. La adquisición de datos de la red es realizada por las PMU, las cuales deben ser ubicadas en puntos estratégicos del sistema de potencia para una mejor capacidad de observación. La característica clave de las medidas es que el muestreo de datos y los cálculos son precisamente sincronizados con el sistema de posicionamiento global GPS.

Las PMU, mediante el uso de una tecnología generalizada en el campo de los satélites, presentan un número de aplicaciones que permiten aumentar la eficacia de la red, por lo que cada vez más compañías eléctricas optan por su empleo.

La unidad de medición fasorial es el elemento en el cual está basado el sistema de medición fasorial. La PMU adquiere los datos de los bobinados secundarios de los transformadores de potencial y de corriente, los procesa y obtiene los fasores de tensión y de corriente. Luego estos fasores son enviados al concentrador de datos. Las PMU miden las tres fases de voltaje y corriente (y todas las armónicas) relativas a la señal “en tiempo” de un pulso por minuto, sincronizadas a un microsegundo (UTC) en cualquier parte del mundo.

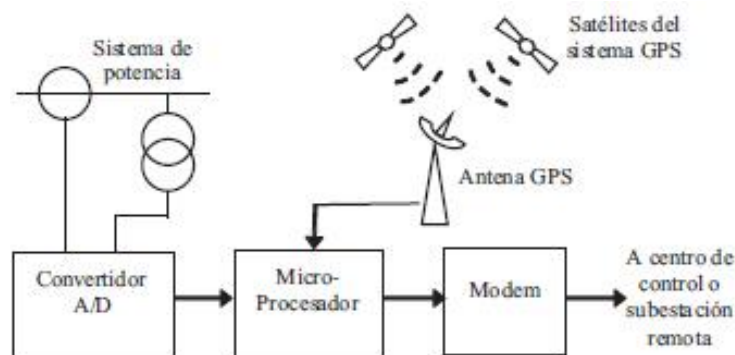


Figura 4.1: Estructura básica de una unidad PMU



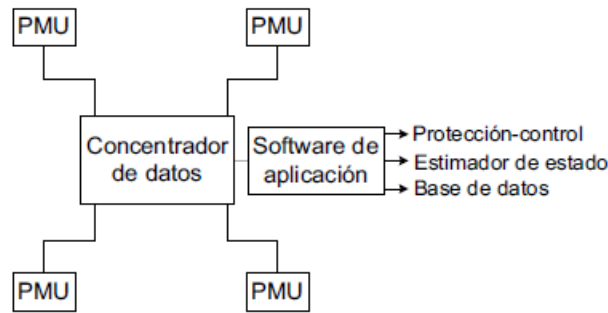


Figura 4.2: Esquema general de un sistema de medición fasorial centralizado

La estructura de una PMU se compone de un sistema de adquisición de datos que cuenta con un filtro antialiasing apropiado, un módulo conversor análogo-digital, un microprocesador para los cálculos de los fasores y un receptor de GPS, el cual le proporciona una señal de un pulso por segundo y la etiqueta de tiempo. [33]

Una vez se realiza el proceso de conversión análogo-digital, el microprocesador calcula los fasores de frecuencia fundamental de cada una de las fases de tensión y las corrientes mediante la transformada discreta de Fourier (DFT). El fasor de secuencia positiva se utiliza generalmente para hacer todos los análisis en sistemas balanceados, dejando a un lado los valores por fase.

Como en cada PMU la DFT hizo un tratamiento a las señales que estaban sincronizadas, los valores obtenidos de los fasores tienen la misma referencia de tiempo y pueden ser utilizados para conocer el estado real del sistema en un determinado instante. Teniendo en cuenta que constantemente se hace el muestreo, se pueden calcular los fasores de una forma recursiva de tal forma que incluya el último dato muestreado cada vez que este sea recibido.

El sistema GPS no sólo proporciona el pulso para la sincronización, sino que también etiqueta los fasores obtenidos con el tiempo en que se hizo la adquisición del primer dato en la ventana de tiempo. Los datos se envían al concentrador de datos según el formato establecido.

**Concentrador de datos:** El concentrador de datos o PDC (Phasor Data Concentrator) es un elemento ubicado en un área de control determinada y tiene como función recibir y concentrar de forma coherente todos los fasores provenientes de las PMU y ponerlos a disposición para su uso en las distintas aplicaciones. Entre otras funciones de los PDC está la de compartir información con otros PDC ubicados en distintas áreas de control. Los PDC reciben los fasores de las diferentes PMU de forma asíncrona a una tasa de 12 a 30 fasores por segundo y mediante la utilización de las etiquetas de

tiempo de los fasores el PDC los organiza de tal modo que correspondan a un mismo instante de tiempo. Este proceso es continuo, por lo cual el flujo de datos representa al sistema casi en tiempo real. Los datos recibidos por el concentrador pueden ser presentados gráficamente en pantallas o almacenados para posteriores análisis. En la figura 4.3 se presenta un gráfico que ilustra la función principal del concentrador de datos. [28]

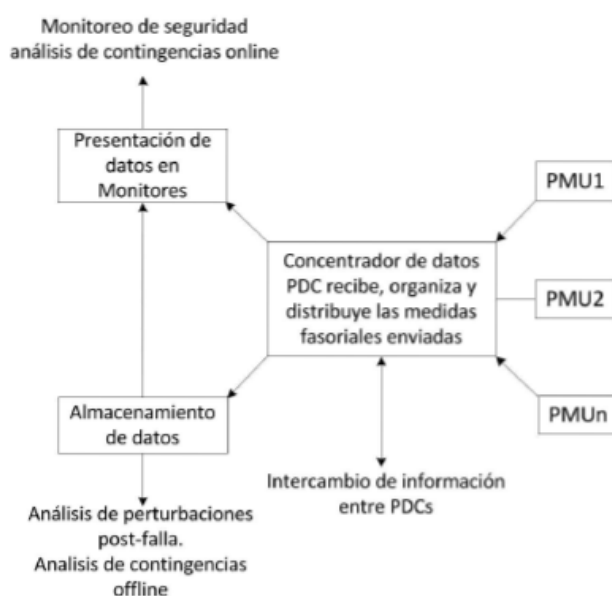


Figura 4.3: Función principal del concentrador de datos.

**Canales de comunicación:** La función de los canales de comunicación es la de permitir la comunicación entre las PMU y el PDC de forma ágil y eficiente, así como la comunicación entre distintos PDC. Esta se puede hacer a través de medios físicos como la fibra óptica, las líneas telefónicas, las líneas de transmisión o las tecnologías inalámbricas (satélites). Los diferentes tipos de canales de comunicación tienen diferencias en cuanto a retrasos provocados, capacidades de transmisión y costo.



Figura 4.1: Unidad de medición fasorial PMU modelo 933A

El GPS es un sistema global de navegación por satélite que permite determinar la posición de un objeto en cualquier parte del planeta. Además de las aplicaciones de posicionamiento, como coordenadas geográficas, velocidad y dirección de desplazamiento, existen otras relacionadas con el tiempo como son la hora universal coordinada UTC y la señal de un pulso por segundo (Pulse per Second PPS).

El GPS es en la actualidad una fuente unidireccional de tiempo y de frecuencia.. Los fasores deben tener la misma referencia de tiempo para sus ángulos, por ende, las mediciones sincronizadas con el GPS permiten la alineación exacta de los datos de cada estación aunque estas estén a kilómetros una(s) de la(s) otra(s).

La sincronización a través de los GPS tiene un error menor a un  $\mu\text{s}$  y cada fasor calculado por las PMU tiene una etiqueta de tiempo.

Continuamente el sistema GPS transmite a las unidades receptoras una señal de un pulso por segundo (PPS), la cual sincroniza todas las unidades para que empiecen su proceso de adquisición de datos y procesamiento. Internamente en cada PMU, la señal de un PPS es dividida por el oscilador PLL (Phase-Locked-Loop) para realizar un muestreo simultáneo de las señales analógicas de tensión y corrientes que llegan desde los transformadores de medida.

#### **4.1.1 Reseña histórica.**

Los sistemas modernos de medición fasorial tienen origen en el desarrollo de la componente simétrica de relés de distancia (SCDR) a principios de 1970. [34]

Las componentes simétricas de este relé de distancia se basaban en la medición de las secuencias positiva, negativa y cero de tensiones y corrientes mediante la transformada discreta de Fourier (DFT) para la localización de fallas. El avance para su época consistió en ser la manera más recursiva para calcular las componentes simétricas de tensiones y corrientes.

A principios de 1980 se implementaron un número significativo de satélites GPS y se confirmó que mediante el uso de señales de tiempo GPS como entradas a los relojes de muestreo en el sistema de medición de los relés digitales, habría una herramienta de medición muy poderosa.

En la década de 1980 Arun Phadke, de Virginia Tech, observaron en las unidades de medición sincronizadas grandes aplicaciones en tiempo real y grandes ventajas para la operación de los sistemas de potencia.

Desde mediados de los años 80, los investigadores desarrollaron índices de seguridad de voltajes calculados a partir de datos tomados en tiempo real, como por ejemplo, el índice presentado en 1986 por Kessel y Glavitsch, el cual fue modificado posteriormente por investigadores franceses para su aplicación en un sistema centralizado de deslastre de carga ante eventos de inestabilidad de voltaje.

En 1983 Phadke, Thorp y Adamiak describen las bases teóricas y el proceso computacional para el cálculo de fasores en tiempo real. La transformada discreta de Fourier (DFT) se utiliza para la obtención de fasores.

En 1988 en el Tecnológico de Virginia se construye la primera unidad de medición fasorial (PMU) y se sincroniza mediante el sistema satelital de posicionamiento global (GPS). Esta PMU empieza a ser fabricada por la compañía Macrodyne. A finales de la década de los ochenta se desarrollaron las primeras unidades PMU y las primeras unidades comerciales aparecieron a principios de los noventa.

En 1993 Phadk describe las unidades PMU y también menciona sus diferentes formas de sincronización. Resalta igualmente la forma de sincronización del sistema de posicionamiento global, que tiene una exactitud de  $1 \mu$

Las PMU sincronizadas vía satélite para la obtención de fasores de los buses en la red, fue utilizada por la compañía de Potencia de Georgia en 1994. Ese mismo año se compararon las mediciones reales del ángulo de prefalla en estado estacionario y la ecuación del flujo de potencia en líneas de transmisión y se halló que los resultados eran muy cercanos, por tanto se confirmó la validez de los datos arrojados por las unidades PMU.. Las aplicaciones de las PMU sincronizadas vía satélite se extendieron desde esa época y se utilizaron para evaluar el estado, la predicción de estabilidad de líneas, el control y el monitoreo. La investigación sobre la tecnología sincrofasores en China comenzó ese mismo año. Sin embargo, sólo hasta el 2002 surgieron aplicaciones entre las PMUs y los sistemas de medición de área amplia WAMS. [35]

Posteriormente, en 1995 se desarrolla el IEEE Std 1344-1995, en el cual se denomina a la PMU sincronizada mediante un GPS como sincrofasor y en el

mismo estándar se define el formato de los datos de salida de un sincrofasor.. En este estándar se definen claramente los fasores y los sincrofasores. En el 2005 se actualizó con el IEEE Std C37. 118-205.

En el 2007 se establece la NASPI (North American Synchrophasor Initiative) dirigida por North American Electric Reliability Corporation (NERC), una extensión de Eastern Interconnection Phasor Project (EIPP), apoyado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE)

#### **4.1.2 Sincronización de medidas fasoriales**

La necesidad de medir dos señales eléctricas (Tensión o Corriente), en dos puntos distantes no puede ser resuelta con dos instrumentos que no realicen el muestreo de la señal en el mismo instante por lo que se hace necesario sincronizar la señal de referencia de tiempo con un sistema GPS (Global Positioning System)

La distribución de los fasores de tensión y corriente a través de la red es una de las informaciones más importantes de que dispone el operador para conocer el margen de operación estable. El conocimiento real y directo (en tiempo real y no simplemente estimado) de los fasores, mejoraría la capacidad de respuesta de los operadores y permitiría el desarrollo de sistemas de previsión de inestabilidades y de respuesta automática más rápidos y eficaces. Es por ello por lo que los especialistas proponen la implementación de nuevas herramientas de monitoreo, control y protección en tiempo real utilizando tecnologías WAMS.

#### **4.1.3 Aplicaciones en la estabilidad**

Con la implementación de PMU se busca tener una mayor seguridad del sistema, que se define como la capacidad del sistema de potencia para resistir disturbios inesperados con un mínimo de interrupción en la calidad del servicio.. La estabilidad del sistema tiene una amplia relación con la seguridad del sistema de potencia; así, cuanto mayor sea la estabilidad de un sistema de potencia, mayor será su seguridad ante diferentes disturbios. Los márgenes de operación son indicadores de seguridad del sistema y deben permanecer amplios para evitar que el sistema se acerque a los límites de estabilidad.

## 4.2 Simulación del sistema de 68 nodos de IEEE

Mediante la herramienta PSAT, la cual es un aplicativo de MATLAB, se ingresan los parámetros del sistema como generación, carga, parámetros de líneas y otros. Después se comienza a realizar contingencias en aquellos nodos del sistema donde existe demanda para saber si dicho sistema es inestable en tensión, dado que en estos nodos son más factibles los problemas de estabilidad de tensión.

Las figuras que a continuación se presentan, indican en que nodos del sistema ocurre inestabilidad de voltaje.

- Contingencia en línea que conecta el nodo 23 del sistema con el nodo 24.

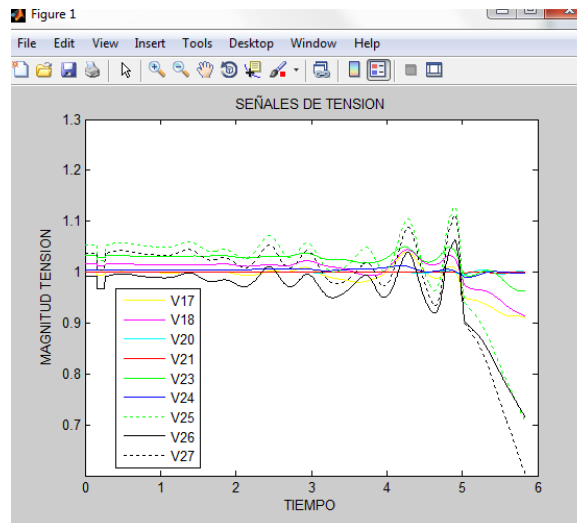


Figura 4.4: Señales de tensión del sistema cuando se quita la línea entre los nodos 23 y 24.

- Contingencia en línea que conecta el nodo 17 del sistema con el nodo 43.

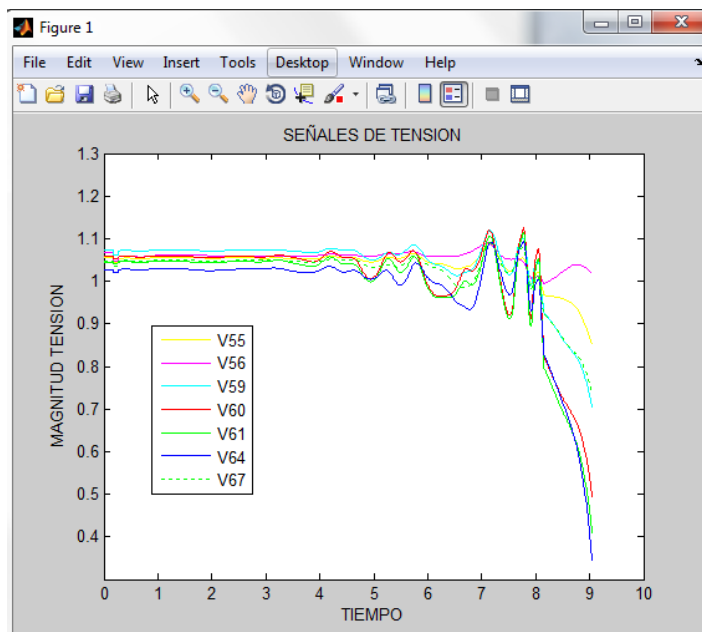


Figura 4.5: Señales de tensión cuando la línea que conecta los nodos 17 y 43 no está en operación

- Contingencia en línea que conecta el nodo 62 del sistema con el nodo 65.

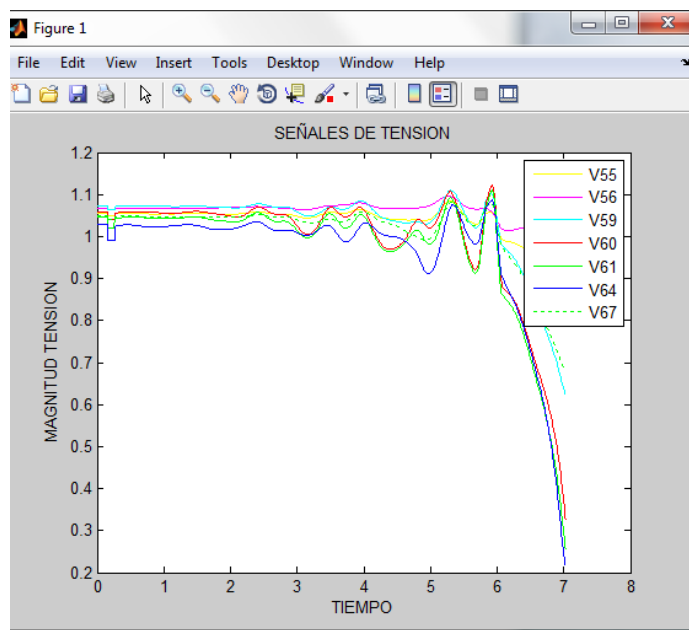


Figura 4.6: Señales de voltaje del sistema sin conexión entre los nodos 62 y 65

- Contingencia en línea que conecta el nodo 53 del sistema con el nodo 27.

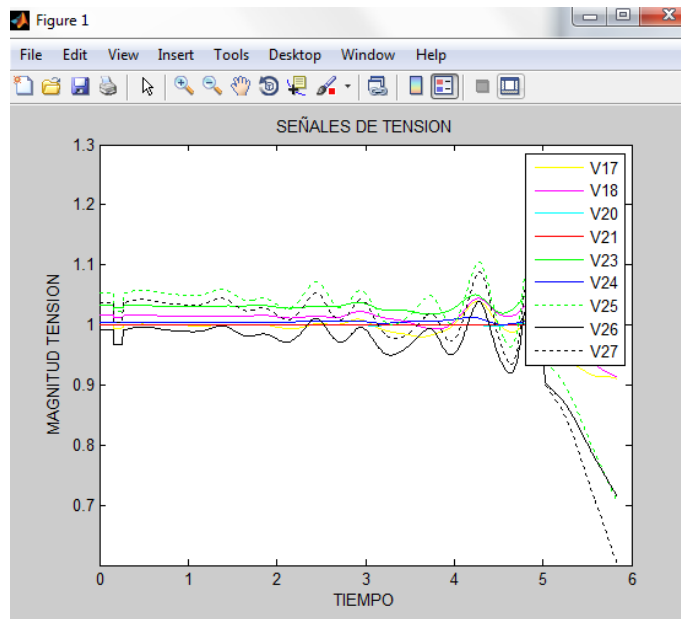


Figura 4.7: Señales de voltaje cuando la línea ubicada entre los nodos 53 y 27 del sistema no opera.

Las gráficas anteriores fueron muestreada con un periodo de 0.008 segundos y se realizó la simulación para una ventana de 20 segundos.

La simulación no cumple con el objetivo de llegar a 20 segundos, dado que el jacobiano se hace singular, de manera que el flujo de carga en estado dinámico no converja.

Las gráficas con las cuales se va a realizar el análisis de la estabilidad corresponden a las siguientes:



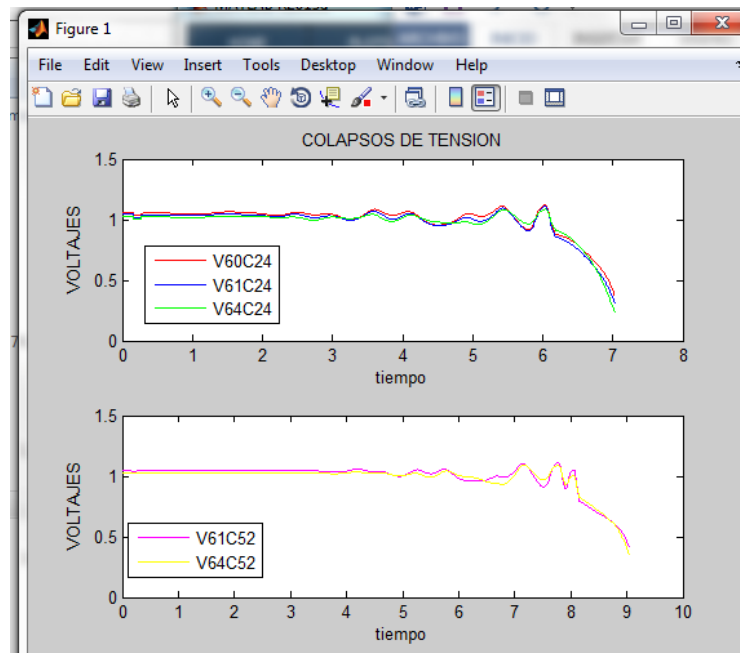


Figura 4.8: Colapsos de tensión en el sistema de 68 nodos

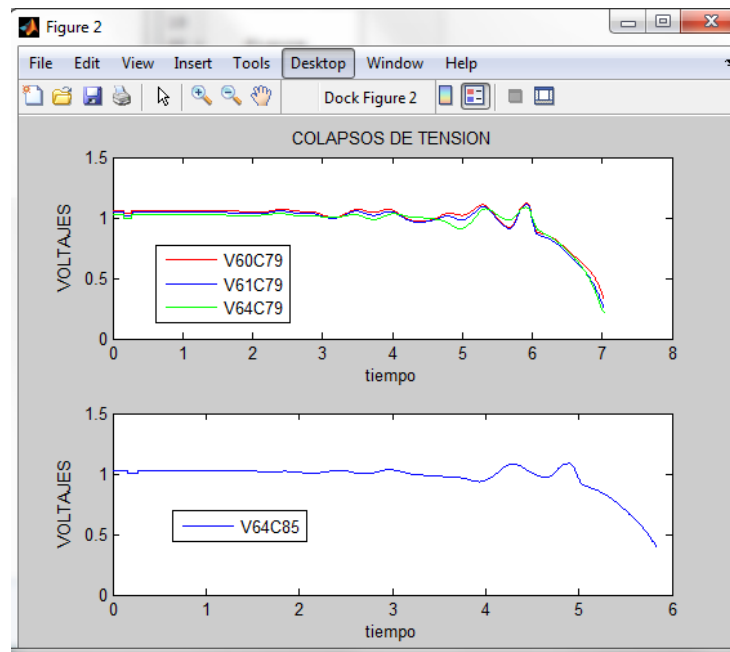


Figura 4.9: Colapsos de tensión en el sistema de 68 nodos

El paso siguiente es determinar la metodología que permita decidir cuando el sistema de potencia es inestable por tensión a partir de las gráficas anteriores.

### 4.3 Metodología para determinar la inestabilidad en el sistema de 68 nodos

#### 4.3.1 Método de Prony

El método de Prony fue desarrollado por **Gaspard Riche de Prony** en 1795, sin embargo, los usos prácticos del método solo se presentaron con la introducción de las computadoras digitales. El método de Prony extrae información de una señal uniformemente muestreada y, construye una serie de exponenciales complejas o sinusoidales. Esto permite la estimación de las componentes de una señal: frecuencia, amplitud, fase y, amortiguamiento.

Con esta metodología y teniendo las señales muestreadas del sistema, se calculan:

- ❖ La frecuencia de la señal.
- ❖ La amplitud de la señal.
- ❖ El amortiguamiento de la señal.

Con los anteriores parámetros, se puede decir si un sistema es estable o inestable.

La herramienta que se utiliza para este tipo de análisis se llama PRONY TOOLBOX, la cual es un aplicativo de MATLAB



Figura 4.10: Interfaz gráfica del PRONY

En esta plataforma se realizan las simulaciones para encontrar los parámetros anteriores y de esta manera definir la estabilidad del sistema.

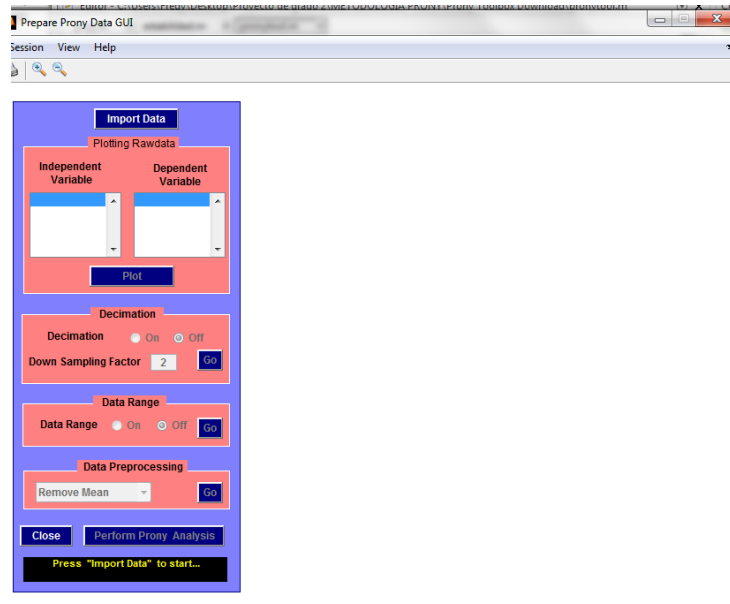


Figura 4.11: Comando Toolbox Prony

En el comando de la figura 4.11, se ingresa la función muestreada y esta herramienta lo que hace es generar una función parecida, con la cual puede calcular el amortiguamiento, la amplitud y la frecuencia.

#### 4.4 Implementación de la metodología en el sistema de 68 nodos.

Con la explicación de la metodología y las señales muestreadas, se implementa al sistema de 68 nodos, donde las señales que presentan inestabilidad se presentan en las figuras 4.8 y 4.9.

Para éstas, se presentan La amplitud, la frecuencia y la energía de la señal.

Tabla 4-1: Valores de amplitud, frecuencia y energía para las figuras 4.8 y 4.9

2	V60C24				V64C85				V60C79		
3	Amplitud	Frecuencia	Energía		Amplitud	Frecuencia	Energía		Amplitud	Frecuencia	Energía
4	2,2	0	520		2,1	0	440		2,2	0	510
5	0,056	0	0,01		0,055	0	0,0096		0,061	0	0,013
6	0,00097	50	0		0,00017	44	0		0,0003	45	0
7	0,00097	50	0		0,00017	44	0		0,0003	45	0
8											
9											
10	V61C24				V61C52				V61C79		
11	Amplitud	Frecuencia	Energía		Amplitud	Frecuencia	Energía		Amplitud	Frecuencia	Energía
12	2,1	0	520		2,1	0	400		2,1	0	490
13	0,053	0	0,0086		0,0039	3,6	0		0,054	0	0,0087
14	0,00034	45	0		0,0039	3,6	0		0,00024	44	0
15	0,00034	45	0						0,00024	44	0
16											
17											
18											
19	V64C24				V64C52				V64C79		
20	Amplitud	Frecuencia	Energía		Amplitud	Frecuencia	Energía		Amplitud	Frecuencia	Energía
21	2,1	0	500		2,1	0	390		2,1	0	510
22	0,079	0	0,0078		0,0089	0	0		0,035	0	0,0029
23	0,00019	44	0		0,0047	3,2	0		0,00017	44	0
24	0,00019	44	0		0,0047	3,2	0		0,00017	44	0

**Nota:** Como no fue posible determinar la estabilidad en tiempo real, dado que no se encontró una aplicación de Prony programa en código sino gráfica, por lo tanto, lo que se hizo en este proyecto fue analizar el amortiguamiento del sistema segundo a segundo hasta que el amortiguamiento resultará negativo.

Aclarado lo anterior, la siguiente tabla ilustra el amortiguamiento para las figuras 4.8 y 4.9.

Cuando el amortiguamiento es negativo, el sistema resulta ser inestable debido a que hay poco torque sincronizante y mucho torque electromagnético, como lo indica la siguiente figura 4.12

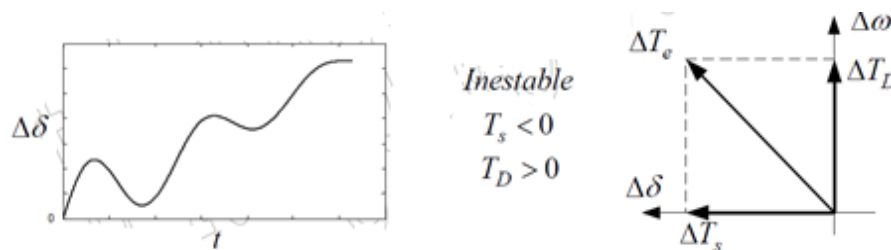


Figura 4.12: Relación entre el torque sincronizante y el torque electromagnético de una señal

[illegible]

## 5. APENDICES

### 5.1 APENDICE A

#### 5.1.1 Información del sistema de potencia de 68 nodos

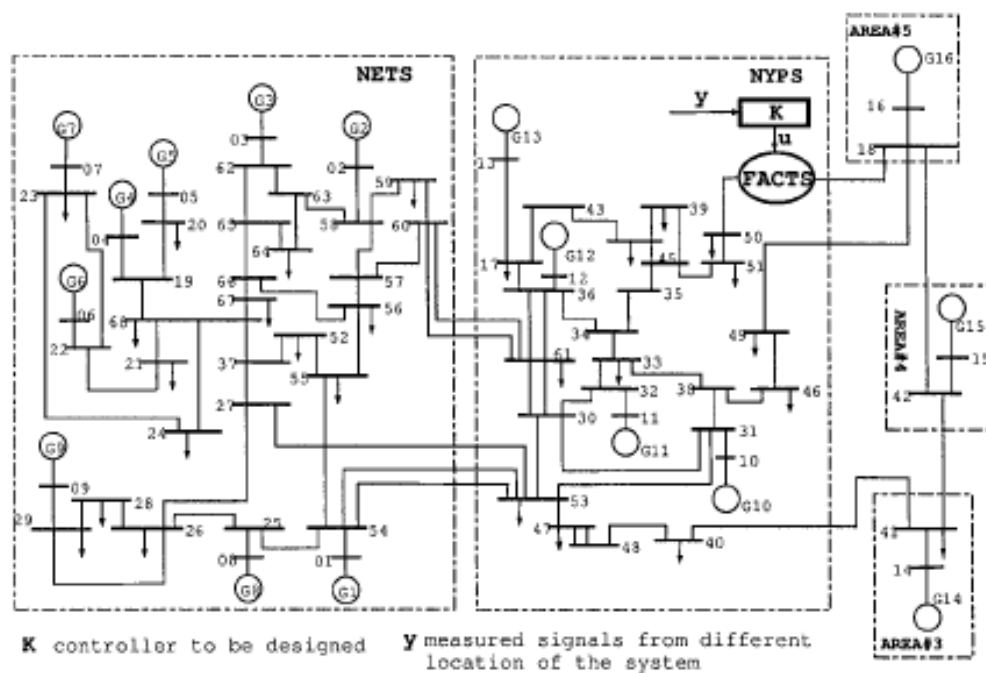


Figura 5.1: Sistema de 68 Nodos IEEE

Tabla 5-1: Datos de los generadores

Bus number	Voltage (pu)	Power generation (pu)
1	1.0450	2.50
2	0.9800	5.45
3	0.9830	6.50
4	0.9970	6.32
5	1.0110	5.05
6	1.0500	7.00
7	1.0630	5.60
8	1.0300	5.40
9	1.0250	8.00
10	1.0100	5.00
11	1.0000	10.00
12	1.0156	13.50
13	1.0110	35.91
14	1.0000	17.85
15	1.0000	10.00
16	1.0000	40.00

Tabla 5-2: Datos de la carga

<i>Bus number</i>	<i>Real load (pu)</i>	<i>Reactive load (pu)</i>
17	60.00	3.0000
18	24.70	1.2300
19	0	0
20	6.80	1.0300
21	2.74	1.1500
22	0	0
23	2.48	0.8500
24	3.09	-0.9200
25	2.24	0.4700
26	1.39	0.1700
27	2.81	0.7600
28	2.06	0.2800
29	2.84	0.2700
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	1.12	0
34	0	0
35	0	0
36	1.02	-0.1946
37	0	0
38	0	0
39	2.67	0.1260
40	0.6563	0.2353
41	10.00	2.5000
42	11.50	2.5000
43	0	0
44	2.6755	0.0484
45	2.08	0.2100
46	1.507	0.2850
47	2.0312	0.3259
48	2.412	0.0220
49	1.64	0.2900
50	1.00	-1.4700
51	3.37	-1.2200
52	1.58	0.3000
53	2.527	1.1856
54	0	0
55	3.22	0.0200
56	2.00	0.7360
57	0	0
58	0	0
59	2.34	0.8400
60	2.088	0.7080
61	1.04	1.2500
62	0	0
63	0	0
64	0.09	0.8800
65	0	0
66	0	0
67	3.20	1.5300
68	3.29	0.3200
69	0	0

## **6. CONCLUSIONES**

En este trabajo se explican los tipos de estabilidad presentes en un sistema de potencia, por eso es importante establecer que la inestabilidad de tensión es un problema que podría ser muy grave si no se toman correctivos a tiempo, llevando al sistema de potencia al blackout.

Las PMUS han sido de gran ayuda para monitorear el sistema en tiempo real, por eso ya se usan en muchas partes del mundo, evitando la solución de flujos de carga repetitivos para observar las variables de estado del sistema.

Las herramientas de simulación son muy útiles a la hora de analizar un sistema de potencia, porque indica como este opera realmente, aunque haya muchas limitantes en el real como por ejemplo: reactivos, límites de generación, etc.

El colapso de tensión no está solamente relacionado con los reactivos, también se puede dar por las distancias que existen entre la demanda y la generación, haciendo que la caída de tensión sea muy grande en las líneas para transportar la energía necesaria.



## 7. Bibliografía

1. Atanackovic, H., Clapauch, D., Dwernychuk, J. H., Gurney, G., & Lee, J. (2008). First steps to wide area control. *Power and Energy Magazine, IEEE*, no. february, , 61-68.
2. Borda. Zapata, C. E. (2009). *Desarrollo de un algoritmo de identificación de parámetros de líneas de transmisión y de la posición del cambiador de tomas (taps), usando técnicas de estimación de estado y mediciones fasoriales sincronizadas*. Universidad Nacional de Colombia.
3. Burnett, A. G., O, R., Butts, J., Cease, M. M., Centeno, T. W., Michael, V., . . . Phadke, R. J. (1994). Synchronized phasor measurements of a power system event. *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.9, no. 1, pp. 442-452.
4. Cimadevilla, R. (2009). Fundamentos de la medición de Sincrofasores,. *Décimo tercer encuentro regional Iberoamericano de Cigré [online]*, .
5. Cuvas Castillo, C. (2006). *Implementación de un Medidor Fasorial*. México. D.F: Instituto Politécnico Nacional.
6. Evans, R., & C.F., W. (1926). *Further Studies of Transmission System Stability*.
7. Factors, A. S. (1926). "First report of power sistem stability" *AIEE Trans*, pp51-80.
8. Factors, A. S. (1937). *First Report of Power System Stability*.
9. Force, I. J. (2004). *Definition and Classification of Power System Stability*.
10. Gonzalez, L. F. (s.f.). *Definiciones y clasificación de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia*.
11. Hernadez. Gómez, B. (2009). *Diseño e implementación de un Medidor Fasorial Sincrono Normalizado con el Estandar IEEE C7.118*. México D.F.: Instituto Politécnico Nacional.
12. Initiative., N. A. (s.f.). [Online]. Available: <https://www.naspi.org/>.
13. Jované, J. (s.f.). Utilización de sincrofasores para incrementar la capacidad del sistema sin adicionar infraestructura adicional. *Erasmus*. [Online]. Available:

<http://www.erasmus.com.co/pdf/articulos/sincrofasoresA.pdf>.  
[Accessed: Dec 2010].

14. Juárez, C. A., & Colomé, D. G. (2009). Tendencias en la supervisión en tiempo real de la estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia. *Décimo tercer encuentro regional Iberoamericano de Cigré*. [Online]. Available: [http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII Eriac/C2/C2-17.pdf](http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII_Eriac/C2/C2-17.pdf). [Accessed: Dec-2010].
15. Kundur, P. (1993). *Power System Stability and Control*. Palo Alto, California: McGraw-Hill, Inc.
16. López. Gómez., L. L., & Osorio. Giraldo, O. P. (2008). *ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR)*. Pereira.
17. Lozano. M, C. A., Castro. A, F., & Ramírez. P, S. L. (2012). Unidades de medición fasorial (PMU). *El hombre y la máquina*, 9.
18. Martin. et al, K. E. (1998). IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 13 no. 1 , pp. 73-77.
19. Novosel, V. M., Bhargava, B., Vu, K., & Cole, J. (2008). Dawn of the Grid Synchronization. *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol 6, no 1, pp. 49-60.
20. Phadke, A. G. (1993). Synchronized phasor measurements in power systems. *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 6, no. 2, (págs. pp 10-15).
21. Phadke, A. G. (2002). Synchronized phasor measurements a historical overview. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition IEEE/PES*, vol. 1, (págs. 476-479).
22. Phadke, A. G., & Thorp, J. S. (2006). History and applications of phasor measurements. *Power Systems Conference and Exposition. PSCE 06 IEEE PES*, (págs. 331-335).
23. Phadke, M. A., B, P., M, A., M., B., G., B., Jr, R. O., . . . S, T. J. (1994). Synchronized sampling and phasor measurements for relaying and control. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol 9, no. 1, pp.442-452.

24. Powers, E., & Hahn, J. (2004). *GPS and Galileo UTC time distribution*. Frequency and Time Forum, 2004 EFTF 2004. 18th European, pp 484,488, 2004.
25. R.D., E., & R.C, B. (1924). *Experimental Analysis of Stability and Power Limitations*.
26. Sauer, P. W., Tomsovic, K., Dagle, J., Widergren, S., & Schienbein, L. (2004). *Integrated Security Analysis Final report*. [Online]. Available: [certs.lbl.gov/pdf/certs-isa-final.pdf](https://certs.lbl.gov/pdf/certs-isa-final.pdf). [Accessed: Jun-2011].
27. Shodi, R., Srivastava, S. C., & Singh, S. N. (2009). Optimal PMU Placement to Ensure System Observability under Contingencies. *Power & Energy Society General Meeting. PES 09. IEEE*, 1-6.
28. Steinmetz, C. P. (1920). *Power Control and Stability of Electric Generating Station* (Vol. XXXIX).
29. Steinmetz, C. P. (AIEE Trans, vol XXXIX, Part II, pp 1215-1287, July 1920). *"Power Control and Stability of Electric Generatin Stations"*.
30. Velandía Quecán, G. E. (2009). *ANALISIS DE APLICACIONES RELATIVAS A LA ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA BASADAS EN UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL*. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, Maestría en Ingeniería Eléctrica.
31. Wilkins, R. (1926). *Practical Aspects of System Stability*.
32. Wilson, R. (1994). PMUs [phasor measurement unit]. *Potentials, IEEE*, vol. 13, no. 2,, pp. 26-28.
33. Z. H., & et al. (2008 IEEE). Performance evaluation of phasor measurements systems. *Power and Energy Society General Meeting, Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1-7.
34. Zapata, C. J., Ríos, M., & Gómez, O. (2009). Índices de seguridad de voltaje calculados con datos de unidades fasoriales de medida. *Revista de ingeniería Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia*, 49-55.
35. Zhang, P. (2007). Phasor Measurement Unit (PMU). *Implementation and Applications, Electric Power Research Institute EPRI Reporte final*.

